

АД МЕПСО

ИСПРАВКА НА ПРАВИЛА ЗА ОПЕРАТИВНА СИГУРНОСТ

Се врши исправка поради техничка грешка на објавениот текст на Правилата за оперативна сигурност објавени во Службен весник бр. 92/2026 од 30.04.2026.

Направени се следните исправки во објавените Правила за оперативна сигурност, Службен Весник бр. 92/2026 од 30.04.2026 година:

- Двојното нумерирање на ставовите, почнувајќи од член 1 до член 118, број на став од 1 до 419 се брише, со тоа што нумерирањето на ставовите во секој член почнува со 1 и продолжува редоследно, во зависност од бројот на ставови;

- Кај параграфите во целиот текст кај што има двојно означување и со кирилично писмо од а до ..., и повторно означување на истите параграфи со латинично писмо од а па редоследно, се брише означувањето на параграфите со кирилично писмо;

- Член 71, како број на член се јавува се појавува двапати, два различни члена по содржина со број или нумерација член 71 ги има двапати, со што со исправката вториот член нумериран како член 71 (*Глава 2 – Анализа на оперативна сигурност – Анализа на оперативни сигурности во процесот на оперативно планирање*) се именува како член 72 и понатака редоследно се менува нумерирањето на членовите за 1 плус, вториот член 71 се нумерира како 72, член 72 во 73, член 73 во 74 и така продолжува...

- Член 115 во објавените правила е после член член 109, се врши измена на нумерацијата на овој член, со тоа што земајќи ја во предвид претходно корегираната нумерација на членовите од член 72 па нагоре редоследно, споменатиот член 115 се нумерира како член 111 (*Глава 7– Оперативно планирачка податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија*);

- Нумерирање на Глава со број 7 се појавува двапати, и се врши исправка и втората Глава 7 со наслов *Околина за размена на оперативни податоци на ENTSO-E* се нумерира со Глава 8;

- Редоследно после претходно споменатиот член 115 во објавената верзија е член 116, на кој исто така му се врши исправка на нумерацијата и се именува како член 112;

- После претходно споменатиот член 116 се објавени членовите член 110 до член 116, на кои се врши исправка на нумерација и се нумерираат од член 113 до па понатака редоследно..

- После член 116 е член 118 во објавените Правила, се врши исправка на нумерирањето на членовите и продолжуваат редоследно со тоа што објавениот член 118 со наслов *Оперативни договори на синхрони области* се нумерира член 120;

- Од член 166 во објавениот текст повторно имаме нумерирање на ставовите кое почнува од 1 во именуваниот член и продолжува редоследно како број на став се до член 119 (*ДЕЛ Завршни Одредби*), последниот став нумериран како 91, ова нумерирање се брише или се врши ресетирање на нумерирањето на ставовите, со тоа што именувањето на ставовите во членовите од член 166 па се до член 119 (*ДЕЛ Завршни Одредби*), во секој член почнува од 1.

- Последните два члена нумерирани како 118 и 119 во ДЕЛ Завршни одредби се врши исправка на нумерација на членовите и се нумерираат како член 193 и член 194, како што иде редоследно именувањето на членовите според претходно направените исправки.

Содржината од текстот на правилата останува иста, како што следи:

Врз основа на член 148 од Законот за енергетика* („Службен весник на Република Северна Македонија“ бр. 101/25 и 135/25), Управниот одбор на Операторот на електропреносниот систем на Република Северна Македонија, Акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем во државна сопственост, Скопје, АД МЕПСО Скопје, на 78-та седница одржана на 08.06.2026 година, по претходно одобрување на Регулаторната комисија за енергетика, водни услуги и услуги за управување со комунален отпад на Република Северна Македонија со Одлука бр.12-655/7 од 30.04.2026 година, донесе:

Правила за оперативна сигурност

ДЕЛ 1 - Општи одредби

член 1

Предмет

- (1) За обезбедување на оперативна сигурност, квалитет на фреквенција и ефикасно користење на меѓусебно поврзаните електропреносни системи и капацитети, овој дел од Мрежните правила утврдува детални упатства за:
- a. барања и принципи во врска со оперативната сигурност
 - b. одговорности и начин на координација и размена на податоци при оперативно планирање и планирање блиску до реално време
 - c. начин на обука и сертификација на вработените во МЕПСО
 - d. барања за координација на исклучувања на елементите на електропреносниот систем
 - e. барања за планирање за обезбедување на оперативна сигурност помеѓу контролните области на операторите на електропреносните системи од синхрона зона на континентална Европа
 - f. критериуми за воспоставување рамка на Енергетската заедница за регулација на оптоварување и фреквенција и резерви.

член 2

Опсег

- (1) Постапките и барањата утврдени со овие правила се применуваат на следните значајни корисници на мрежата (во понатамошниот текст: ЗКМ):
 - a. постојни и нови производни капацитети на електрична енергија кои се, или би биле, класифицирани како тип B, C и D согласно критериумите утврдени во член 5 од Регулацијата на Комисијата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво;
 - b. постојни и нови објекти приклучени на преносната мрежа;
 - c. постојни и нови затворени дистрибутивни системи приклучени на преносниот систем;
 - d. постојни и нови потрошувачи, затворени дистрибутивни системи и трети страни, доколку тие обезбедат управување со потрошувачка директно до операторот на електропреносниот систем (во понатамошниот текст: ОЕПС), во согласност со критериумите утврдени во член 27 од Регулацијата на Комисијата (ЕУ) 2016/1388, прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC донесена од страна на Постојаната група на високо ниво;
 - e. даватели на редиспечирање на производните модули или постројки на потрошувачи по пат на агрегација и страни кои обезбедуваат резерви на активна моќност во согласност со Дел IV, Глава 8 од овие правила; и
 - f. Не е применливо.
- (2) Овие правила се применливи за сите преносни системи, дистрибутивни системи и интерконекции во Договорните страни и со земјите-членки, како и на регионалните координативни центри, освен на преносните и дистрибутивните системи или делови од преносните и дистрибутивните системи во Договорните страни чишто системи не се управуваат во синхронизација со континентална Европа (<...>).
- (3) Доколку во една договорна страна постојат повеќе оператори на електропреносен систем (ОЕПС), овие правила ќе се применуваат од страна на сите ОЕПСи во таа Договорна страна. Доколку одреден ОЕПС нема функција релевантна за една или повеќе обврски согласно овие правила, договорните страни можат, во рамките на националните регулативи, да предвидат одговорноста за усогласување на ОЕПС со една, некои или сите обврски согласно овие правила да биде доделена на еден или повеќе конкретни ОЕПСи.
- (4) Не е применливо.
- (5) Доколку барањата согласно овие правила треба да ги утврди релевантен систем оператор кој не е оператор на електропреносниот систем (ОЕПС), тогаш договорните страни можат да одредат ОЕПС да биде одговорен за утврдување на релевантните барања.

член 3
Дефиниции

- (1) За целите на овие правила, се применуваат дефинициите утврдени во член 3 од Законот за енергетика* и прописите кои произлегуваат од истиот.
- (2) Покрај тоа, се применуваат следниве дефиниции:
1. „оперативна сигурност“ значи способност на електропреносниот систем да ја задржи нормалната состојба или да се врати во нормална состојба што е можно побрзо, при што таа е карактеризирана со оперативни сигурносни ограничувања;
 2. „ограничување“ значи состојба во која постои потреба да се подготви и активира корективна мерка со цел да се почитуваат оперативните сигурносни ограничувања;
 3. „N-состојба“ значи состојба во која ниту еден елемент на електропреносниот систем не е недостапен поради настанување на случаен испад;
 4. „листа на случајни испади“ значи листа на случајни испади што треба да се симулираат за да се тестира усогласеноста со оперативните сигурносни ограничувања;
 5. „нормална состојба“ значи состојба во која системот е во рамките на оперативните сигурносни ограничувања во N-состојба и по настанување на кој било случаен испад од листата на случајни испади, земајќи го предвид ефектот од достапните корективни мерки;
 6. „примарна регулација“ или „FCR“ значи резерви на активна моќност достапни за да се задржи фреквенцијата на системот по појава на нерамнотежа;
 7. „резерви за обновување на фреквенцијата“ или „FRR“ значи резерви на активна моќност достапни за да се врати фреквенцијата на системот на номиналната фреквенција и, за синхрона област составена од повеќе од една LFC област, да се врати енергетската рамнотежа на планираната вредност;
 8. „заменска резерва“ или „RR“ значи резерви на активна моќност достапни за да се врати или поддржи потребното ниво на FRR, со цел подготовка за дополнителни отстапувања на системот, вклучително и производни резерви;
 9. „давател на услуги за балансирање“ значи правно лице со законска или договорна обврска да обезбеди FCR, FRR или RR од најмалку една единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви;
 10. „единица за обезбедување резерви“ значи поединечен или агрегат од модули за производство на електрична енергија и/или потрошувачки единици, приклучени на заедничка точка на приклучување, кои ги исполнуваат барањата за обезбедување FCR, FRR или RR;
 11. „група за обезбедување резерви“ значи агрегат од модули за производство на електрична енергија, потрошувачки единици и/или единици за обезбедување резерви, приклучени на повеќе од една точка на приклучување, кои ги исполнуваат барањата за обезбедување FCR, FRR или RR;

12. „област за регулација на оптоварување и фреквенција“ или „LFC област“ значи дел од синхрона област или цела синхрона област, физички разграничена со мерни точки на интерконективни врски кон други LFC области, со која управува еден или повеќе ОЕПСи кои ги исполнуваат обврските за регулација на оптоварување и фреквенција;
13. „време за обновување на фреквенцијата“ значи максималното очекувано време по појава на моментална нерамнотежа на моќност помала или еднаква на референтниот инцидент во кое фреквенцијата на системот се враќа во опсегот за враќање на фреквенцијата, за синхрони области со само една LFC област; а за синхрони области со повеќе од една LFC област, максималното очекувано време по појава на моментална нерамнотежа на моќност на една LFC област во кое таа нерамнотежа е компензирана;
14. „(N-1) критериум“ значи правило според кое елементите кои остануваат во работа во контролната област на ОЕПС по настанување на случаен испад се способни да ја прифатат новата оперативна состојба без да ги прекршат оперативните сигурносни ограничувања;
15. „(N-1) состојба“ значи состојба на електропреносниот систем во која настанал еден случаен испад од листата на случајни испади;
16. „резерва на активна моќност“ значи балансирачки резерви достапни за одржување на фреквенцијата;
17. „состојба на предупредување“ значи состојба на системот во која системот е во рамките на оперативните сигурносни ограничувања, но е детектиран случаен испад од листата на случајни испади и во случај на негово настанување достапните корективни мерки не се доволни за да се задржи нормалната состојба;
18. „блок за регулација на оптоварување и фреквенција“ или „LFC блок“ значи дел од синхрона област или цела синхрона област, физички разграничена со мерни точки на интерконективни врски кон други LFC блокови, составен од една или повеќе LFC области, со кој управува еден или повеќе ОЕПСи кои ги исполнуваат обврските за регулација на оптоварување и фреквенција;
19. „грешка на контролна област“ или „ACE“ значи збир од грешката во регулацијата на моќноста („ ΔP “), односно разликата во реално време помеѓу измерената реална вредност на размената на моќност („ P “) и контролниот програм („ P_0 “) на одредена LFC област или LFC блок, и грешката во регулацијата на фреквенцијата („ $K^* \Delta f$ “), односно производ од K-факторот и отстапувањето на фреквенцијата на таа LFC област или LFC блок, при што $ACE = \Delta P + K^* \Delta f$;
20. „контролен програм“ значи низа на зададени вредности за нетирана размена на моќност на LFC област или LFC блок преку интерконективни врски на наизменична струја („AC“);
21. „регулација на напон“ значи рачни или автоматски регулациони дејства на јазолот на производство, на крајните јазли на AC водови или HVDC системи, на трансформатори или други средства, со цел да се одржи зададеното ниво на напон или зададената вредност на реактивна моќност;

22. „безнапонска состојба“ значи состојба на системот во која работата на дел или на целиот електропреносен систем е прекината;
23. „внатрешен случаен испад“ значи случаен испад во контролната област на ОЕПС, вклучително и интерконективни врски;
24. „надворешен случаен испад“ значи случаен испад надвор од контролната област на ОЕПС, исклучувајќи ги интерконективните врски, со фактор на влијание поголем од прагот на влијание на случајни испади;
25. „фактор на влијание“ значи нумеричка вредност што се користи за квантификација на најголемиот ефект од испад на елемент на електропреносниот систем лоциран надвор од контролната област на ОЕПС, исклучувајќи ги интерконективните врски, во смисла на промена на текови на моќност или напон предизвикана од тој испад, врз кој било елемент на електропреносниот систем; колку е поголема вредноста, толку е поголем ефектот;
26. „праг на влијание на случаен испад“ значи нумеричка гранична вредност со која се споредуваат факторите на влијание и при која настанување на случаен испад лоциран надвор од контролната област на ОЕПС со фактор на влијание поголем од прагот на влијание на случаен испад се смета дека има значајно влијание врз контролната област на ОЕПС, вклучително и интерконективните врски;
27. „анализа на случајни испади“ значи компјутерски базирана симулација на случајни испади од листата на случајни испади;
28. „критично време на отстранување на дефект“ значи максималното времетраење на дефект за кое електропреносниот систем ја задржува стабилноста на работа;
29. „дефект“ значи сите видови на куси врски (еднофазни, двофазни и трофазни, со и без контакт со земја), прекинат проводник, прекинато коло или прекината/интермитентна врска, што резултира со трајна недостапност на засегнатиот елемент на електропреносниот систем;
30. „елемент на електропреносниот систем“ значи било која компонента на електропреносниот систем;
31. „отстапување“ значи непланиран настан кој може да предизвика електропреносниот систем да отстапи од нормалната состојба;
32. „динамичка стабилност“ е општ поим што ја вклучува стабилноста на аголот на роторот, стабилноста на фреквенцијата и стабилноста на напонот;
33. „проценка на динамичка стабилност“ значи проценка на оперативната сигурност во однос на динамичка стабилност;
34. „фреквентна стабилност“ значи способност на електропреносниот систем да ја одржи фреквенцијата стабилна во N-состојба и по настанување на отстапување;
35. „напонска стабилност“ значи способност на електропреносниот систем да одржува прифатливи нивоа на напон во сите јазли во електропреносниот систем во N-состојба и по настанување на нарушување;
36. „состојба на системот“ значи оперативна состојба на електропреносниот систем во однос на оперативните сигурносни ограничувања, која може да биде:

нормална состојба, состојба на предупредување, вонредна состојба, безнапонска состојба и состојба на повторно воспоставување;

37. „вонредна состојба“ значи состојба на системот во која е прекршено едно или повеќе оперативни сигурносни ограничувања;
38. „состојба на повторно воспоставување“ значи состојба на системот во која целта на сите активности во електропреносниот систем е повторно воспоставување на работата на системот и одржување на оперативната сигурност по безнапонска состојба или вонредна состојба;
39. „исклучителен случаен испад“ значи истовремена појава на повеќе случајни испади со заедничка причина;
40. „отстапување на фреквенцијата“ значи разлика помеѓу реалната и номиналната фреквенција на синхроната област, која може да биде негативна или позитивна;
41. „системска фреквенција“ значи електрична фреквенција на системот што може да се мери во сите делови на синхроната област, под претпоставка на кохерентна вредност за системот во временска рамка од секунди, со само мали разлики помеѓу различни локации на мерење;
42. „процес на обновување на фреквенцијата“ или „FRP“ значи процес чија цел е да се обнови фреквенцијата на номиналната фреквенција и, за синхрони области составени од повеќе од една LFC област, процес чија цел е да се обнови енергетската рамнотежа на планираната вредност;
43. „контролна грешка на процесот на обновување на фреквенцијата“ или „FRCE“ значи контролната грешка за FRP, која е еднаква на ACE на LFC област, или еднаква на отстапувањето на фреквенцијата кога LFC областа географски одговара на синхроната област;
44. „распоред“ значи референтен сет на вредности што претставуваат производство, потрошувачка или размена на електрична енергија за даден временски период;
45. „K-фактор на LFC област или LFC блок“ значи вредност изразена во мегавати по херц („MW/Hz“), која е колку што е практично можно поблиску до, или поголема од, збирот од автоконтрола на производство, саморегулација на оптоварување и придонесот на резервите за задржување на фреквенцијата во однос на максималното стационарно отстапување на фреквенцијата;
46. „локална состојба“ значи квалификација на состојба на предупредување, вонредна состојба или безнапонска состојба кога не постои ризик последиците да се прошират надвор од контролната област, вклучително и интерконективните врски поврзани со таа контролна област;
47. „максимално стационарно отстапување на фреквенцијата“ значи најголемото очекувано отстапување на фреквенцијата по појава на нерамнотежа еднаква или помала од референтниот инцидент, при кое системската фреквенција е проектирана да се стабилизира;
48. „обзервабилна област“ значи сопствениот електропреносен систем на ОЕПС и релевантните делови од дистрибутивните системи и електропреносните системи на соседните ОЕПСи, за кои ОЕПС спроведува следење и моделирање во реално

време за да ја одржи оперативната сигурност во својата контролна област, вклучително и интерконективните врски;

49. „соседни ОЕПСи“ значи оператори на електропреносни системи директно поврзани преку најмалку една интерконективна врска на наизменична струја (AC) или еднонасочна струја (DC);
50. „анализа на оперативна сигурност“ значи целосен опфат на компјутерски базирани, рачни и автоматски активности што се спроведуваат за да се оцени оперативната сигурност на електропреносниот систем и да се оценат корективните мерки потребни за одржување на оперативната сигурност;
51. „индикатори за оперативна сигурност“ значи индикатори што ги користат ОЕПС за следење на оперативната сигурност во однос на состојбите на системот, како и дефекти и пореметувања што влијаат врз оперативната сигурност;
52. „рангирање на оперативна сигурност“ значи рангирање што го користат ОЕПС за следење на оперативната сигурност врз основа на индикаторите за оперативна сигурност;
53. „оперативни тестови“ значи тестови што ги спроведува ОЕПС или ОДС за одржување, развој на практики за работа на системот и обука, како и за прибирање информации за однесувањето на електропреносниот систем при абнормални услови; како и тестови што ги спроведуваат значајни корисници на мрежата за слични цели на нивните објекти;
54. „обичен случаен испад“ значи појава на случаен испад на единечна гранка или единечно инјектирање;
55. „испад надвор од опсег“ значи истовремена појава на повеќе случајни испади без заедничка причина, или губење на модули за производство со вкупна загуба на произведен капацитет што го надминува референтниот инцидент;
56. „градиент“ значи стапка на промена на активната моќност на модул за производство на електрична енергија, потрошувачки капацитет или HVDC систем;
57. „резерва на реактивна моќност“ значи реактивна моќност што е достапна за одржување на напонот;
58. „референтен инцидент“ значи максимално позитивно или негативно отстапување на моќност што настанува моментално помеѓу производство и побарувачка во синхрона област, земено предвид при димензионирање на FCR;
59. „аголна стабилност на ротор“ значи способност на синхроните машини да останат во синхронизам во N-состојба и по настанување на отстапување;
60. „план за безбедност“ значи план што содржи проценка на ризик за критичните средства на ОЕПС во однос на сценарија на значајни физички и кибер-закани, со проценка на потенцијалните влијанија;
61. „граници на стабилност“ значи дозволени граници за работа на електропреносниот систем во однос на почитување на границите на напонска стабилност, стабилност на аголот на роторот и фреквентна стабилност;

62. „поширока состојба“ значи квалификација на состојба на предупредување, вонредна состојба или безнапонска состојба кога постои ризик од ширење (пропагација) кон меѓусебно поврзаните електропреносни системи;
63. „одбранбен план“ значи технички и организациски мерки што треба да се преземат за да се спречи ширење или влошување на отстапувањето во електропреносниот систем, со цел да се избегне отстапување во поширока состојба и безнапонска состојба;
64. „топологија“ значи податоци за поврзаноста на различните елементи на електропреносниот или дистрибутивниот систем во трафостаница и ја вклучува електричната конфигурација и положбата на прекинувачите и статусот;
65. „транзиентни дозволени преоптоварувања“ значи привремени преоптоварувања на елементи на електропреносниот систем кои се дозволени за ограничен период и кои не предизвикуваат физичко оштетување на елементите на електропреносниот систем, сè додека се почитуваат дефинираното времетраење и праговите;
66. „виртуелен далекувод“ значи дополнителен влез за регулаторите на засегнатите LFC области што има ист ефект како мерна вредност на физичка интерконективна врска и овозможува размена на електрична енергија помеѓу соодветните области;
67. „флексибилни системи за пренос на наизменична струја“ или „FACTS“ значи опрема за пренос на електрична моќност со наизменична струја, со цел зголемена управливост и зголемен капацитет на пренос на активна моќност;
68. „адекватност“ значи способност на влезните моќности во одредена област да го задоволат оптоварувањето во таа област;
69. „агрегиран нетиран надворешен распоред“ значи распоред што ја претставува нетираната агрегација на сите надворешни распореди на ОЕПС и надворешни комерцијални трговски распореди помеѓу две области за планирање или помеѓу област за планирање и група од други области за планирање;
70. „план за расположливост“ значи комбинација од сите планирани статуси на расположливост на релевантно средство за даден временски период;
71. „статус на расположливост“ значи способност на модул за производство, елемент на мрежата или потрошувачки капацитет да обезбеди услуга за даден временски период, без оглед дали е во работа или не;
72. „блиску до реално време“ значи временски период не подолг од петнаесет (15) минути помеѓу последното затворање на вратата за тргување во тековниот ден и реалното време;
73. „распоред на потрошувачка“ значи распоред што ја претставува потрошувачката на потрошувачки капацитет или на група потрошувачки капацитети;
74. „оперативно-планирачка податочна средина на ENTSO-E“ значи збир од апликациски програми и опрема развиени за да овозможат складирање, размена и управување со податоците што се користат во процесите на оперативно планирање помеѓу ОЕПСите;

75. „надворешен комерцијален трговски распоред“ значи распоред што ја претставува комерцијалната размена на електрична енергија помеѓу учесници на пазарот во различни области за планирање;
76. „надворешен распоред на ОЕПС“ значи распоред што ја претставува размената на електрична енергија помеѓу ОЕПСи во различни области за планирање;
77. „принуден испад“ значи непланирано исклучување од работа на релевантно средство, поради итна причина што не е под оперативна контрола на операторот на засегнатото релевантно средство;
78. „распоред на производство“ значи распоред што го претставува производството на електрична енергија на модул за производство на електрична енергија или на група модули за производство;
79. „внатрешен комерцијален трговски распоред“ или „возен ред“ значи распоред што ја претставува комерцијалната размена на електрична енергија во рамките на една област за планирање помеѓу различни учесници на пазарот;
80. „внатрешно релевантно средство“ значи релевантно средство кое е дел од контролната област на ОЕПС или релевантно средство лоцирано во дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, кое е директно или индиректно поврзано со контролната област на тој ОЕПС;
81. „нетирани АС-позиција на област“ значи нетирани агрегација на сите АС надворешни распореди на една област;
82. „регион за координација на исклучувања“ значи комбинација од контролни области за кои ОЕПСите дефинираат постапки за следење и, доколку е потребно, координација на статусот на расположливост на релевантните средства во сите временски рамки;
83. „релевантен потрошувачки капацитет“ значи потрошувачки капацитет што учествува во координација на исклучувања и чиј статус на расположливост влијае на прекуграничната оперативна сигурност;
84. „релевантно средство“ значи секој релевантен потрошувачки капацитет, релевантен модул за производство на електрична енергија или релевантен елемент на мрежата што учествува во координација на исклучувања;
85. „релевантен елемент на мрежата“ значи секоја компонента на електропреносен систем, вклучително и интерконективни врски, или на дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, како што се: единечен вод, единечно коло, единечен трансформатор, единечен трансформатор со фазно поместување или уред за напонска компензација, која учествува во координација на исклучувања и чиј статус на расположливост влијае на прекуграничната оперативна сигурност;
86. „неусогласеност во планирање на исклучувања“ значи состојба во која комбинација од статусот на расположливост на еден или повеќе релевантни елементи на мрежата, релевантни модули за производство и/или релевантни потрошувачки капацитети и најдобрата проценка на прогнозирана состојба на електроенергетската мрежа води до прекршување на оперативните сигурносни

ограничувања, земајќи ги предвид корективните мерки без трошоци што му се на располагање на ОЕПС;

87. „носител на планирање на исклучувања“ значи субјект со задача да го планира статусот на расположливост на релевантен модул за производство на електрична енергија, релевантен потрошувачки капацитет или релевантен елемент на мрежата;
88. „релевантен модул за производство на електрична енергија“ значи модул за производство кој учествува во координација на исклучувања и чиј статус на расположливост влијае на прекуграничната оперативна сигурност;
89. „регионален координативен центар“ („RCC“) значи регионален координативен центар основан согласно Одредбите од Законот за енергетика (*) кои се однесуваат на регионалната соработка;
90. „балансира група“ значи субјект или субјекти со задача да доставуваат распореди од пазарните учесници до ОЕПС и останатите ОЕПСи или, кога е применливо, до трети страни;
91. „област за планирање“ значи област во која се применуваат обврските на ОЕПС во врска со планирањето, поради оперативни или организациски потреби;
92. „недела-однапред“ значи неделата што ѝ претходи на календарската недела на работа;
93. „година-однапред“ значи годината што ѝ претходи на календарската година на работа;
94. „засегнат ОЕПС“ значи ОЕПС за кој информациите за размена на резерви и/или споделување резерви и/или процес на нетирање на нерамнотежи и/или прекуграничен процес на активирање се потребни за анализа и одржување на оперативната сигурност;
95. „капацитет на резерви“ значи количина на FCR, FRR или RR што треба да му биде достапна на ОЕПС;
96. „размена на резерви“ значи можност ОЕПС да пристапи до капацитет на резерви поврзан во друга LFC област, LFC блок или синхрона област за да ги исполни сопствените барања за резерви што произлегуваат од неговиот процес на димензионирање на резерви (FCR, FRR или RR), при што тој капацитет на резерви е исклучиво за тој ОЕПС и не се зема предвид од друг ОЕПС за исполнување на неговите барања за резерви;
97. „споделување на резерви“ значи механизам при кој повеќе од еден ОЕПС го зема истиот капацитет на резерви (FCR, FRR или RR) предвид за да ги исполни своите барања за резерви што произлегуваат од нивните процеси на димензионирање на резерви;
98. „време на активирање на состојба на предупредување“ значи времето пред состојбата на предупредување да стане активна;
99. „автоматска FRR“ значи FRR што може да се активира со автоматски уред за регулација;

100. „доцнење на активирање на автоматска FRR“ значи временски период помеѓу поставувањето на нова зададена вредност од регулаторот за обновување на фреквенцијата и почетокот на физичката испорака на автоматската FRR;
101. „време на целосна активација на автоматска FRR“ значи временски период помеѓу поставување на нова зададена вредност од регулаторот за обновување на фреквенцијата и соодветната активација или деактивација на автоматската FRR;
102. „просечни FRCE податоци“ значи сет на податоци што се состои од просечната вредност на регистрираната моментална FRCE на LFC област или LFC блок во даден измерен временски период;
103. „ОЕПС што обезбедува контролна способност“ значи ОЕПС кој треба да го иницира активирањето на својот капацитет на резерви за ОЕПС што прима контролна способност, под условите на договор за споделување резерви;
104. „ОЕПС што прима контролна способност“ значи ОЕПС кој го пресметува капацитетот на резерви земајќи предвид капацитет на резерви што е достапен преку соседните ОЕПС-и што обезбедува контролна способност, под условите на договор за споделување резерви;
105. „процес на примена на критериуми“ значи процес на пресметка на целните параметри за синхроната област, LFC блок и LFC област врз основа на податоците добиени во процесот на прибирање и доставување податоци;
106. „процес на прибирање и доставување податоци“ значи процес на прибирање на сетот податоци неопходни за спроведување на критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата;
107. „процес за прекугранично активирање на FRR“ значи процес договорен помеѓу ОЕПСите што учествуваат во процесот, кој овозможува активирање на FRR поврзана во различна LFC област, преку соодветна корекција на влезот на засегнатите FRP;
108. „процес за прекугранично активирање на RR“ значи процес договорен помеѓу ОЕПСите што учествуваат во процесот, кој овозможува активирање на RR поврзана во различна LFC област, преку соодветна корекција на влезот на засегнатите RRP;
109. „димензионирачки инцидент“ значи највисокото очекувано моментално настанато отстапување на активна моќност во рамките на LFC блок, во позитивна и негативна насока;
110. „електрично временско отстапување“ значи временска разлика помеѓу синхроно време и координирано универзално време („UTC“);
111. „отстапување на фреквенцијата за целосна активација на FCR“ значи номинална вредност на отстапување на фреквенцијата при која FCR во синхроната област е целосно активирана;
112. „време на целосна активација на FCR“ значи временски период помеѓу појавата на референтниот инцидент и соодветната целосна активација на FCR;
113. „обврска за FCR“ значи дел од вкупната FCR што е под одговорност на ОЕПС;

114. „процес на одржување на фреквенцијата“ или „FCP“ значи процес чија цел е стабилизирање на системската фреквенција преку компензирање на нерамнотежите со соодветни резерви;
115. „процес на фреквентно спојување“ значи процес договорен помеѓу сите ОЕПСИ на две синхронни области кој овозможува поврзување на активирањето на FCR преку прилагодување на HVDC тековите помеѓу синхроните области;
116. „параметар што го дефинира квалитетот на фреквенцијата“ значи главни променливи на системската фреквенција што ги дефинираат принципите на квалитет на фреквенцијата;
117. „целен параметар за квалитет на фреквенцијата“ значи главни цели на системската фреквенција врз основа на кои се оценува однесувањето на процесите на активација на FCR, FRR и RR во нормална состојба;
118. „критериуми за оценување на квалитетот на фреквенцијата“ значи сет на пресметки кои користат мерења на системската фреквенција и овозможуваат оценување на квалитетот на системската фреквенција во однос на целните параметри за квалитет на фреквенцијата;
119. „податоци за оценување на квалитетот на фреквенцијата“ значи сет на податоци што овозможува пресметка на критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата;
120. не е применливо
121. не е применливо
122. не е применливо.
123. „FRCE целни параметри“ значи главни целни променливи на LFC блок врз основа на кои се утврдуваат и оценуваат критериумите за димензионирање на FRR и RR на LFC блокот и кои се користат за да го одразат однесувањето на LFC блокот при нормална работа;
124. „размена на моќност за обновување на фреквенцијата“ значи моќност што се разменува помеѓу LFC области во рамките на прекуграничниот процес за активирање на FRR;
125. „зададена фреквенција“ значи целна вредност на фреквенција што се користи во FRP, дефинирана како збир од номиналната системска фреквенција и офсет-вредност потребна за намалување на електричното временско отстапување;
126. „барања за расположливост на FRR“ значи збир на барања дефинирани од ОЕПСите на LFC блок во однос на расположливоста на FRR;
127. „правила за димензионирање на FRR“ значи спецификации на процесот на димензионирање на FRR на LFC блок;
128. „процес на нетирање на отстапување“ значи процес договорен помеѓу ОЕПСИ кој овозможува да се избегне истовремено активирање на FRR во спротивни насоки, земајќи ги предвид соодветните FRCE, како и активираната FRR, преку соодветна корекција на влезот на вклучените FRP;

129. „размена на моќност за нетирање на отстапувања“ значи моќност што се разменува помеѓу LFC блокови во рамките на процесот на нетирање на отстапувањата;
130. „почетна обврска за FCR“ значи количина на FCR доделена на ОЕПС врз основа на клуч за распределба;
131. „моментални податоци за фреквенцијата“ значи сет на мерни податоци за вкупната системска фреквенција за синхроната област, со период на мерење еднаков или помал од една секунда, кои се користат за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција;
132. „моментално отстапување на фреквенцијата“ значи сет на мерни податоци за моменталните отстапувања на вкупната системска фреквенција за синхроната област, со период на мерење еднаков или помал од една (1) секунда, кои се користат за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција;
133. „моментални FRCE податоци“ значи сет на податоци за FRCE на LFC блок со период на мерење еднаков или помал од десет (10) секунди, кои се користат за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција;
134. „опсег на FRCE – ниво 1“ значи првиот опсег што се користи за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција на ниво на LFC блок, во рамките на кој FRCE треба да се одржува во одреден процент од времето;
135. „опсег на FRCE – ниво 2“ значи вториот опсег што се користи за цели на оценување на квалитетот на системската фреквенција на ниво на LFC блок, во рамките на кој FRCE треба да се одржува во одреден процент од времето;
136. „оперативен договор за LFC блок“ значи повеќестран договор помеѓу сите ОЕПСи на LFC блок, кога LFC блокот го управуваат повеќе од еден ОЕПС; а кога LFC блокот го управува само еден ОЕПС, значи оперативна методологија за LFC блок што ја усвојува еднострано релевантниот ОЕПС;
137. „размена на моќност за замена“ значи моќност што се разменува помеѓу LFC области во рамките на прекуграничниот процес за активирање на RR;
138. „отстапувања на LFC блок“ значи збир од FRCE, активацијата на FRR и активацијата на RR во рамките на LFC блокот, како и размената на моќност за агрегација на отстапувањата, размената на моќност за обновување на фреквенцијата и размената на моќност за замена на овој LFC блок со други LFC блокови;
139. „монитор на LFC блок“ значи ОЕПС одговорен за прибирање на податоците за критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата и за примена на критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата за LFC блокот;
140. „структура на регулација на оптоварување и фреквенција“ значи основна структура која ги зема предвид сите релевантни аспекти на регулацијата на оптоварување и фреквенција, особено во однос на соодветните одговорности и обврски, како и видови и цели на резервите на активна моќност;

141. „структура на процесна одговорност“ значи структура за утврдување на одговорности и обврски во однос на резервите на активна моќност, врз основа на контролната структура на синхроната област;
142. „структура на активирање на процеси“ значи структура за категоризација на процесите што се однесуваат на различните видови резерви на активна моќност, во однос на нивната цел и активирање;
143. „време на целосна активација на рачна FRR“ значи временски период помеѓу промената на зададената вредност и соодветната активација или деактивација на рачната FRR;
144. „максимално моментално отстапување на фреквенцијата“ значи максималната очекувана апсолутна вредност на моментално отстапување на фреквенцијата по појава на нерамнотежа еднаква или помала од референтниот инцидент, над која се активираат вонредни мерки;
145. „област на мониторинг“ значи дел од синхроната област или цела синхрона област, физички разграничена со мерни точки на интерконективни врски кон други мониторинг-области, со која управува еден или повеќе ОЕПСи кои ги исполнуваат обврските на мониторинг-област;
146. „преквалификација“ значи процес на проверка на усогласеноста на единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви со барањата утврдени од ОЕПС;
147. „период на промена на градиент“ значи временски период дефиниран со фиксна почетна точка и времетраење во кој влезот и/или излезот на активна моќност ќе се зголемува или намалува;
148. „ОЕПС што дава инструкции за резерви“ значи ОЕПС одговорен за давање инструкции до единицата за обезбедување резерви или групата за обезбедување резерви да активира FRR и/или RR;
149. „ОДС што поврзува резерви“ значи ОДС одговорен за дистрибутивната мрежа на која е поврзана единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви што обезбедува резерви за ОЕПС;
150. „ОЕПС што поврзува резерви“ значи ОЕПС одговорен за мониторинг-област во која е поврзана единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви;
151. „ОЕПС што прима резерви“ значи ОЕПС вклучен во размена со ОЕПС што поврзува резерви и/или со единица за обезбедување резерви или група за обезбедување резерви поврзана на друга мониторинг-област или LFC област;
152. „процес на замена на резерви“ или „RRP“ значи процес за враќање на активираниот FRR <...>;
153. „барања за расположливост на RR“ значи збир на барања утврдени од ОЕПС од одреден LFC блок во однос на расположливоста на RR;
154. „правила за димензионирање на RR“ значи спецификации на процесот на димензионирање на RR на LFC блок;

155. „стандарден опсег на фреквенција“ значи дефиниран симетричен интервал околу номиналната фреквенција во кој системската фреквенција на синхроната област треба да се одржува;
156. „стандардно отстапување на фреквенцијата“ значи апсолутна вредност на отстапување на фреквенцијата што го ограничува стандардниот опсег на фреквенција;
157. „стационарно отстапување на фреквенцијата“ значи апсолутна вредност на отстапување на фреквенцијата по појава на нерамнотежа, откако системската фреквенција се стабилизира;
158. „монитор на синхрона област“ значи ОЕПС одговорен за прибирање на податоците за критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата и за примена на критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата за синхроната област;
159. „процес на временска контрола“ значи процес за временска контрола, каде што временска контрола е регулационо дејство што се спроведува за да се врати на нула електричното временско отстапување помеѓу синхроно време и UTC време;
160. „земја-членка“ значи територија на Европската Унија наведена во член 27 од Договорот.

член 4

Цели и регулаторни аспекти

- (1) Овие правила имаат за цел:
 - a. да одреди општи барања и начела за оперативна сигурност;
 - b. да одреди општи начела за оперативно планирање на меѓусебно поврзан електропреносен систем;
 - c. да одреди процеси и структури за регулација на фреквенција;
 - d. да обезбеди услови за одржување на оперативна сигурност преку Енергетска заедница;
 - e. да обезбеди услови за одржување на нивото на квалитет на управувањето со фреквенцијата во сите синхрони зони преку Енергетската заедница;
 - f. да ја подобри координацијата на работењето на системот и оперативното планирање;
 - g. да обезбеди и унапреди транспарентност и доверливост на информациите за работењето на преносниот систем;
 - h. да допринесе за ефикасно работење и развој на електропреносниот систем и енергетскиот сектор во Енергетската заедница.
- (2) При примената на овие правила, договорните страни, надлежните органи и операторите на електропреносни системи:
 - a. ги применуваат начелата за еднаквост и недискриминација;
 - b. овозможуваат транспарентност;

- c. применуваат начела за оптимизација помеѓу најголемата вкупна ефикасност и најниските вкупни трошоци за сите вклучени страни;
- d. обезбедуваат ОЕПСи да користат пазарно базирани механизми, колку што е можно повеќе, со цел да се обезбеди сигурност и стабилност на мрежата;
- e. ја почитуваат одговорноста доделена на конкретниот ОЕПС со цел да се добие системска сигурност, според националното законодавство;
- f. (f) се консултираат со конкретните ОДС и ги земаат предвид потенцијалните влијанија врз нивните системи; и
- g. ги земаат предвид договорените европски стандарди и технички спецификации.

член 5

Услови, прописи и методологии на ОЕПС

- (1) Кога овие правила бараат ОЕПС да изготват услови или методологии, тие ги доставуваат за одобрување до Одборот на регулатори на Енергетската заедница (Energy Community Regulatory Board - ECRB) и, во мера во која се засегнати земјите-членки, до ACER, до надлежните регулаторни органи согласно член 6, став 3, или до субјектот назначен од договорната страна согласно член 6, ставови 4 и 5, во роковите утврдени со овие правила. Во вонредни околности, посебно кога дадениот рок не може да се испочитува поради причини надвор од надлежноста на ОЕПС, роковите за условите или методологиите можат да бидат продолжени од страна на ECRB во постапки согласно член 6, став 2, заеднички од сите надлежни регулаторни органи во постапки согласно член 6, став 3, и од надлежниот регулаторен орган во постапки согласно член 6, ставови 4 и 5.
- (2) Кога, согласно овие правила, предлог на услови или методологии треба да биде изготвен и усогласен од повеќе од еден ОЕПС, ОЕПСите што учествуваат тесно соработуваат. ОЕПСите, со поддршка од ENTSO-E, редовно ги информираат регулаторните органи, ECRB и, доколку се засегнати, и земјите-членки и ACER, за напредокот во изготвувањето на тие услови или методологии.
- (3) Не е применливо.
- (4) Кога ОЕПСи, кои одлучуваат по предлози за услови или методологии согласно член 6, став 3, не можат да постигнат договор, а засегнатите региони се составени од повеќе од пет договорни страни и/или земји-членки, тие одлучуваат со гласање на квалификувано мнозинство. Квалификуваното мнозинство за предлози согласно член 6, став 3, бара мнозинство од:
 - a. ОЕПСи кои што претставуваат најмалку 72% од засегнатите договорни страни и/или земји-членки;
 - b. ОЕПСи кои што претставуваат договорни страни и/или земји-членки составени од 65% од популацијата на засегнатиот регион.
- (5) Блокирачко малцинство при одлучување по предлози за услови или методологии наведени во член 6, став 3, постои кога во него се вклучени најмалку минимален број ОЕПСи што претставуваат повеќе од 35 % од населението на Договорните страни и/или земјите-членки што учествуваат, како и ОЕПСи што претставуваат најмалку уште една

засегната Договорна страна и/или земја-членка; во спротивно, се смета дека е постигнато квалификувано мнозинство.

- (6) ОЕПС што одлучуваат по предлози за услови или методологии согласно член 6, став 3, во однос на региони составени од пет или помалку договорни страни и/или земји-членки, одлучуваат врз основа на консензус.
- (7) При одлучување на ОЕПС по предлози за услови или методологии согласно став 5, секоја договорна страна или по земја-членка има право на еден глас. Доколку на територијата на една договорна страна или земја-членка постои повеќе од еден ОЕПС, договорната страна или земјата-членка ги распределува гласачките права меѓу ОЕПСите.
- (8) Доколку ОЕПС не достави предлог за услови или методологии до регулаторните органи согласно член 6, став 3 или до субјектите определени од договорните страни согласно член 6, став 4, во роковите утврдени со овие правила, тие ги доставуваат до надлежните регулаторни органи, ECRB и ACER соодветните нацрт-услови или методологии и даваат образложение зошто не е постигнат договор. ECRB и, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/MC-EnC, го известуваат Секретаријатот на Енергетската заедница и Европската комисија и, во соработка со надлежните регулаторни органи, ги испитуваат причините за непостигнување договор и за тоа ги известуваат Секретаријатот на Енергетската заедница и Европската комисија. Секретаријатот на Енергетската заедница или, доколку се засегнати и земјите-членки, Европската комисија, ги презема соодветните мерки за да овозможи донесување на потребните услови или методологии во рок од четири (4) месеци од приемот на информациите.

член 6

Одобрување на условите и методологиите од ОЕПС

- (1) Секој регулаторен орган или, каде што е применливо, ACER, во зависност од случајот, ги одобрува условите или методологиите изготвени од операторите на електропреносните системи согласно став <...> 3. Субјектот определен од договорната страна ги одобрува условите или методологиите изготвени од ОЕПС согласно став 4. Определениот субјект е регулаторниот орган, освен ако договорната страна не предвиди поинаку. Пред одобрувањето на условите или методологиите, регулаторниот орган или определениот субјект ги преиспитува предлозите, доколку е потребно, по консултација со соодветните ОЕПСи, со цел да се утврди нивна усогласеност со целите на овие правила и придонес кон интеграција на пазарот, недискриминација, ефективна конкуренција и правилно функционирање на пазарот.
- (2) ОЕПС ги применува следните услови или методологии, донесени согласно Регулативата (ЕУ) 2017/1485:
 - a. клучни организациски барања, улоги и одговорности во врска со размената на податоци поврзани со оперативната сигурност на системот, согласно член 40, став 6;
 - b. методологија за изработка на заеднички мрежни модели, согласно член 67, став 1 и член 70;

- c. методологија за координација на анализата на оперативната сигурност, согласно член 75;
- d. методологија за синхроната зона на Континентална Европа за дефинирање на минимална инерција, согласно член 39, став 3, точка (б);
- e. методологија, најмалку по синхроната зона, за оценување на релевантноста на објектите за координација на исклучувања, согласно член 84;
- f. методологии, услови и вредности содржани во договори за работење во синхроната зона од член 118, кои се однесуваат на:
- g. параметрите за квалитет на фреквенцијата и целиот параметар за квалитет на фреквенцијата, согласно член 127;
 - i. параметрите што ја дефинираат состојбата на квалитет на фреквенцијата и целиот параметар за квалитет на фреквенцијата, во согласност со член 127;
 - ii. правилата за димензионирање на FCR, согласно член 153;
 - iii. дополнителните карактеристики на FCR, согласно член 154, став 2;
 - iv. за синхроната област на Континентална Европа, минимален период на активација што треба да го обезбедат давателите на FCR, согласно член 156, став 10;
 - v. за синхроната област на Континентална Европа, проценки и методологии за анализа на трошоци и добивки, согласно член 156, став 11;
 - vi. за синхроните области надвор од Континентална Европа, и, каде што е применливо, ограничувањата за размена на FCR помеѓу ОЕПСИ, согласно член 163, став 2;
 - vii. ограничувањата за капацитетите на размена на FRR помеѓу синхроните области утврдени согласно член 176, став 1 и ограничувањата на капацитетите на споделување на FRR помеѓу синхроните области утврдени согласно член 177, став 1;
 - viii. ограничувања за капацитетот на размена на RR помеѓу синхроните области утврдени согласно член 178, став 1 и ограничувања за капацитетот на споделување на RR помеѓу синхроните области утврдени согласно член 179, став 1;
- h. кога LFC блок-координаторот опфаќа LFC области на земји-членки и договорни страни, методологии и услови содржани во оперативните договори за LFC блок-координаторот од член 119, кои се однесуваат на:
 - i. ограничувања на градиентот на активната моќност, согласно член 137, ставови 3 и 4;
 - ii. координација за намалување на FRCE, како што е утврдено во член 152, став 14;
 - iii. мерки за намалување на FRCE преку барање за промени во производството или потрошувачката на активна моќност на капацитети за производство и постројки за потрошувачка, согласно член 152, став 16;
 - iv. правила за димензионирање на FRR, согласно член 157, став 1;

- i. мерки за ублажување по синхрона област, согласно член 138.
- (3) Предлозите за следните услови или методологии, како и нивните измени, се предмет на одобрување од сите регулаторни органи на засегнатиот регион, при што договорната страна или земјата-членка може да даде мислење до надлежниот регулаторен орган:
- a. не е применливо.
 - b. заеднички одредби за секој регион за пресметка на преносни капацитети за регионална координација на оперативната сигурност, согласно член 76;
 - c. не е применливо.
 - d. не е применливо.
 - e. кога LFC блокот опфаќа само LFC области од договорни страни, методологиите и условите содржани во оперативните договори за LFC блокот од член 119, се однесуваат на:
 - i. ограничувања на градиентот на активната моќност, согласно член 137, ставови 3 и 4;
 - ii. координација за намалување на FRCE, како што е утврдено во член 152, став 14;
 - iii. мерки за намалување на FRCE преку барање за промени во производството или потрошувачката на активна моќност на капацитети за производство и објекти за потрошувачка, согласно член 152, став 16;
 - iv. правила за димензионирање на FRR, согласно член 157, став 1;
 - f. (f) мерки за ублажување по LFC блок, согласно член 138;
 - g. (e) заеднички предлог за утврдување на LFC блокови, согласно член 141, став 2.
- (4) Освен ако Договорната страна не утврди поинаку, следните услови или методологии, како и нивните измени, подлежат на поединечно одобрување од субјектот определен од договорната страна согласно став 1:
- a. (a) не е применливо
 - b. (б) опсег на размена на податоци со операторите на дистрибутивни системи (ОДС) и значајни корисници на мрежата (ЗКМ), согласно член 40, став 5;
 - c. (в) дополнителни барања за групи што обезбедуваат FCR, согласно член 154, став 3;
 - d. (г) исклучување на групи што обезбедуваат FCR од обезбедување FCR, согласно член 154, став 4;
 - e. (д) за синхроната област на Континентална Европа, предлог во однос на привремениот минимален период на активација што треба да го обезбедат давателите на FCR, предложен од ОЕПС согласно член 156, став 9;
 - f. (f) технички барања за FRR утврдени од ОЕПС, согласно член 158, став 3;
 - g. (e) отстапување на FRR групи од одредбите за FRR, согласно член 159, став 7;

- h. (ж) технички барања за приклучување на единици и RR групи, утврдени од ОЕПС, согласно член 161, став 3; и
- i. (з) одбивање на RR групи од одредбите за RR, согласно член 162, став 6.
- (5) Доколку, според овие правила, се бара од или му се дозволува на одреден релевантен систем оператор или ОЕПС да утврди или да усогласи барања што не предмет на регулација на став 4, тогаш договорните страни можат да бараат претходно одобрување од надлежниот регулаторен орган за тие барања и за нивните измени.
- (6) Предлогот за услови или методологии вклучува предложен временски рок за нивна примена и опис на очекуваното влијание врз целите на овие правила. Предлозите за услови или методологии што подлежат на одобрување од повеќе или од сите регулаторни органи <...> се доставуваат до ECRB и, доколку се засегнати и земјите-членки, до ACER, истовремено со нивното доставување до регулаторните органи. <...> По барање на надлежните регулаторни органи, ECRB или, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедурален акт бр. 2022/01/MC-EnC, дава мислење во рок од три (3) месеци за предлозите за услови или методологии.
- (7) Доколку одобрувањето на условите или методологиите согласно став 3 или нивната измена согласно член 7 бара одлука од повеќе од еден регулаторен орган, надлежните регулаторни органи се консултираат меѓусебно и тесно соработуваат и се координираат со цел да постигнат согласност. Кога ECRB или ACER дава мислење, надлежните регулаторни органи го земаат предвид тоа мислење. Регулаторните органи, или кога е надлежен ECRB или ACER, донесуваат одлуки во врска со доставените услови или методологии согласно став 3, во рок од шест (6) месеци од денот на приемот на условите или методологиите од страна на ECRB или ACER или од страна на регулаторниот орган, односно, кога е применливо, од страна на последниот засегнат регулаторен орган. Рокот започнува да тече ден после денот на доставување на предлогот до ECRB или до ACER согласно став 2 или до последниот засегнат регулаторен орган согласно став 3.
- (8) Доколку регулаторните органи не успеале да постигнат договор во согласност со рокот од став 7 или по нивно заедничко барање, или по барање на ACER во согласност со точка (в) од член 5, став 3, од Регулатива (ЕУ) 2019/942, Регулаторното тело на Енергетската заедница или, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедурален акт бр. 2022/01/MC-EnC, донесува одлука за доставените предлози за услови или методологии во рок од шест (6) месеци <...>.
- (9) Доколку одобрувањето на условите или методологиите бара одлука од еден определен субјект согласно став 4 или од надлежен регулаторен орган согласно став 5, определениот субјект или надлежниот регулаторен орган донесува одлука во рок од шест (6) месеци од денот на приемот на условите или методологиите. Рокот започнува да тече ден после денот на доставување на предлогот до определениот субјект согласно став 4, или до надлежниот регулаторен орган согласно став 5.

член 7

Измени на условите и методологиите на ОЕПС

- (1) Доколку, <...> <...> сите надлежни регулаторни органи заеднички побараат измена со цел одобрување на условите или методологиите доставени согласно член 6, став 3,

соодветните ОЕПСи доставуваат предлог за измена на условите или методологиите на одобрување во рок од два (2) месеци од денот на барањето од регулаторните органи. Надлежните регулаторни органи донесуваат одлука за изменетите услови или методологии во рок од два (2) месеци од нивното доставување.

- (2) Доколку определен субјект бара измена со цел одобрување на условите или методологиите доставени согласно член 6, став 4 или кога надлежен регулаторен орган бара измена со цел одобрување на барањата доставени согласно член 6, став 5, соодветниот ОЕПС доставува предлог за изменети услови или методологии, односно барања, на одобрување во рок од два (2) месеци од денот на барањето од определениот субјект или надлежниот регулаторен орган. Определениот субјект или надлежниот регулаторен орган донесува одлука за изменетите услови или методологии во рок од два (2) месеци од нивното доставување.
- (3) Доколку надлежните регулаторни органи не успеале да постигнат договор за условите или методологиите согласно член 6, став 3 во рок од два (2) месеци, или по нивно заедничко барање, или по барање на ACER согласно третата алинеја од член 5, став 3 од Регулативата (ЕУ) 2019/942, ECRB или, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/MC-EnC, донесува одлука за изменетите услови или методологии во рок од шест (6) месеци <...>. Доколку соодветните ОЕПСи не достават предлог за изменети услови или методологии, се применува постапката утврдена во член 5, став 9.
- (4) ECRB или, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, регулаторните органи или определените субјекти, кога се надлежни за донесување на услови или методологии согласно член 6, ставови <...> 3 и 4, можат да побараат изготвување на предлози за нивна измена и да определат рок за доставување на тие предлози. ОЕПСите коишто се одговорни за изготвување на предлог за услови или методологии можат да предложат измени до регулаторните органи и до ECRB или, доколку се засегнати и земјите-членки, до ACER. Предлозите за измена на условите или методологиите се доставуваат на консултација, доколку е применливо, согласно постапката утврдена во член 11 и се одобруваат согласно постапката утврдена во членовите 5 и 6.

член 8

Објавување на интернет

- (1) ОЕПСите кои што се одговорни за утврдување на условите или методологиите согласно овие правила, по нивното одобрување од страна на ACER или од надлежните регулаторни органи или, доколку такво одобрување не е потребно, по нивното утврдување, ги објавуваат истите на интернет, освен кога тие информации се сметаат за доверливи согласно член 12.
- (2) При објавувањето предвид треба да се земе следното:
 - a. (а) унапредувања на алатките за управување со мрежата, согласно член 55, став 1, точка (д);
 - b. (б) FRCE целни параметри според член 128;
 - c. (в) ограничување на промената на моќноста (градиент) на ниво на синхрони области според член 137, став 1;

- d. (г) ограничување на промената на моќноста (градиент) на ниво на LFC блок според член 137, став 3;
- e. (д) параметри земени во состојба на предупредување поради недоволен капацитет на резерви на активна моќност според член 152, став 11; и
- f. (ѓ) барање од страна на операторот што е одговорен за приклучување на резервите до давател на FCR за обезбедување на информациите во реално време, согласно член 154, став 11.

член 9

Надомест за трошоци

- (1) Трошоците што ги снесат операторите на електропреносните системи коишто се уредувани со мрежните тарифи, а произлегуваат од обврските утврдени со овие правила, ги проценуваат надлежните регулаторни органи. Трошоците што се проценети како разумни, ефикасни и пропорционални се надоместуваат преку мрежните тарифи или преку други соодветни механизми.
- (2) Доколку одреден регулаторен орган достави барање, операторот на електропреносниот систем наведен во параграф 1, во рок од три (3) месеци од барањето, ја доставува потребната информација за спроведување проценка на настанатите трошоци.

член 10

Вклучување на засегнати страни

- (1) ECRB и, доколку се засегнати и земјите-членки, ACER, постапувајќи согласно член 2 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/MC-EnC, во тесна соработка со ЕНТСО Е, организираат вклучување на засегнатите страни во врска со сигурното работење на системот и други аспекти од спроведувањето на овие правила. Таквото вклучување опфаќа редовни состаноци со засегнатите страни со цел идентификување на проблеми и предлагање подобрувања поврзани со сигурното работење на системот.

член 11

Јавна расправа

- (1) ОЕПС што се одговорни за доставување на предлози за услови или методологии или нивни измени согласно овие правила, спроведуваат јавни расправи со засегнатите страни, вклучително и со надлежните органи на секоја Договорна страна и земја-членка, за нацрт-предлозите за услови или методологии наведени во член 6, став 3. Расправата трае најмалку еден (1) месец.
- (2) <...> Предлозите доставени од ОЕПС на регионално ниво се подложуваат на јавна расправа најмалку на регионално ниво. Страните што доставуваат предлози на билатерално или мултилатерално ниво ја спроведуваат јавна расправа најмалку на ниво на засегнатите договорните страни и земјите-членки.
- (3) ОЕПСите што се одговорни за изготвување на предлог за услови или методологии соодветно ги земаат во предвид ставовите на засегнатите страни произлезени од расправите пред неговото доставување на регулаторно одобрување. Во сите случаи, со доставувањето на предлогот се обезбедува соодветно образложение за прифаќање

или неприфаќање на ставовите произлезени од расправата, коешто се објавува навремено, пред или истовремено со објавувањето на предлогот за услови или методологии.

член 12

Доверливост

- (1) Секоја примена, разменета или пренесена доверлива информација согласно овие правила подлежи на условите на службена тајна утврдени во ставовите 2, 3 и 4.
- (2) Обврската за службена тајна се применува на сите лица што подлежат на одредбите на овие правила.
- (3) Доверливите информации примени од лицата или регулаторните органи од став 2 при извршување на нивните должности не смеат да се откриваат на друго лице или орган, без да се доведуваат во прашање случаите опфатени со националниот закон, другите одредби од овие правила или другото релевантно национално законодавство или законодавството на Енергетската заедница.
- (4) Без да се доведуваат во прашање случаите опфатени со националното законодавство или законодавството на Енергетската заедница, регулаторните органи, правните тела или лицата што примаат доверливи информации согласно овие правила можат да ги користат само за целите на извршување на нивните должности согласно овие правила.

член 13

Договори со ОЕПС коишто не се регулирани од овие правила

- (1) Доколку една синхрона област опфаќа и оператори на електропреносни системи од Енергетската заедница и трети земји, во рок од осумнаесет (18) месеци од влегувањето во сила на овие правила, сите оператори од Енергетската заедница во таа синхрона област ќе настојуваат да склучат договор со операторите од трети земји кои не се опфатени со овие правила, со кој ќе се утврди основата за нивна соработка во однос на сигурното работење на системот и ќе се утврдат услови за усогласување на операторите од трети земји со обврските утврдени во овие правила.

член 14

Мониторинг

- (1) ЕНТСО-Е, постапувајќи согласно член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, го следи спроведувањето на овие правила во областите опфатени со овој став. Доколку следењето ги опфаќа Договорните страни што се наоѓаат надвор од синхроната област на Континентална Европа или не се членки на ЕНТСО-Е, тогаш податоците од операторите на електропреносниот систем ги прибира Секретаријатот на Енергетската заедница. Следењето од страна на ЕНТСО-Е опфаќа најмалку:
 - a. (а) индикатори за оперативна сигурност, согласно член 15;
 - b. (б) контрола на оптоварување и фреквенција, согласно член 16;
 - c. (в) оценка на регионална координација, согласно член 17;
 - d. (г) идентификација на какви било отстапувања во националното спроведување на овие правила за условите или методологиите наведени во член 6, став 3;

- e. (д) идентификација на дополнителни унапредувања на алатките и услугите согласно ставовите (а) и (б) од член 55, надвор од унапредувањата идентификувани од ОЕПС согласно член 55, точка (д);
 - f. (ѓ) идентификација на потребни унапредувања во годишниот извештај за скалата на класификација на инциденти согласно член 15, неопходни за поддршка на одржлива и долгорочна оперативна сигурност; и
 - g. (е) идентификација на евентуални потешкотии во соработката за сигурно работење на системот со оператори на електропреносни системи од трети земји.
- (2) ACER може да ја прошири листата на релевантни информации поврзани со договорните страни што треба да бидат доставени од ЕНТСО-Е до ACER согласно член 32 од Регулативата (ЕУ) 2019/943, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет. Листата на релевантни информации може да се ажурира. ЕНТСО-Е одржува сеопфатна, стандардизирана дигитална архива на податоци за информациите што ги бара ACER.
- (3) Операторите на електропреносни системи ги доставуваат до ЕНТСО-Е информациите потребни за извршување на задачите од став 1 <...>.
- (4) Врз основа на барање на регулаторниот орган, ОДС ги доставуваат до ОЕПС информациите согласно овој член, освен ако тие информации веќе не се достапни на регулаторните органи, ОЕПС или ЕНТСО-Е во врска со нивните задачи за следење на спроведувањето, со цел да се избегне дуплирање на информации.

член 15

Годишен извештај за индикаторите на оперативна сигурност

- (1) ОЕПС на секоја Договорна страна, до 1 март, ги доставуваат до ЕНТСО-Е потребните податоци и информации за подготовка на годишните извештаи врз основа на скалата за класификација на испади наведена во став 1. Податоците доставени од ОЕПС треба да ја опфаќаат претходната година.
- a. (а) број на испади по елементи од преносниот систем по ОЕПС на годишно ниво;
 - b. (б) број на испади на производни постројки по ОЕПС на годишно ниво;
 - c. (в) недоставена електрична енергија поради непланирано исклучување на потрошувачи по ОЕПС на годишно ниво;
 - d. (г) времетраење и број на случаи на состојба на тревога и вонредна состојба по ОЕПС;
 - e. (д) времетраење и број на настани при кои е утврден недостиг на резерви по ОЕПС;
 - f. (ѓ) времетраење и број на отстапувања на напонот надвор од опсезите утврдени во табелите 1 и 2 од Анекс II по ОЕПС;
 - g. (е) број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција и број на минути надвор од 50 % од максималното стационарно отстапување на фреквенцијата по синхрона област;
 - h. (ж) број на раздвојувања на системот или локални состојби на затемнување; и
 - i. (з) број на безнапонски состојби што опфаќаат два или повеќе ОЕПС.

- (2) Годишните извештаи од став 1 ги содржат следните индикатори за оперативна сигурност релевантни за оперативното планирање:
- a. (а) број на настани при коишто испади од листата на случајни испади довеле до влошување на работа на системот;
 - b. (б) број на настани од точка (а) при коишто дошло до влошување на работа на системот како резултат на неочекувани отстапувања од прогнозите за потрошувачка или производство;
 - c. (в) број на настани при коишто причина ле влошување на работа на системот поради исклучителна листа на случајни испади;
 - d. (г) број на настани од точка (с) при кои влошувањето на состојбата на работа на системот настанало како резултат на неочекувани отстапувања од прогнозите за потрошувачка или производство; и
 - e. (д) број на настани што довеле до влошување на состојбата на работа на системот поради недостиг на резерви на активна моќност.
- (3) Годишните извештаи содржат објаснувања за причините за инцидентите од нивоата 2 и 3 на скалата за класификација на инциденти усвоена од ЕНТСО-Е. Овие објаснувања се засноваат врз спроведена истрага за испадите од страна на ОЕПС, чија постапка е утврдена во скалата за класификација на инциденти. ОЕПС навремено ги информираат надлежните регулаторни органи за спроведувањето на истрагата пред нејзиното започнување. Регулаторните органи и ECRB можат да учествуваат во истрагата по нивно барање.
- (4) Годишните извештаи од став 1 ги содржат најмалку следниве индикатори за оперативна сигурност релевантни за оперативната сигурност:

член 16

Годишен извештај за регулација на оптоварувањето и фреквенцијата

- (1) ЕНТСО-Е, постапувајќи согласно член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, го проширува годишниот извештај изготвен согласно член 16, став 1 од Регулативата 2017/1485 за да ги опфати и Договорните страни на Енергетската заедница <...>.
- (2) По истекот на рокот за транспонирање на овие правила, операторот на електропреносниот систем на секоја договорна страна, до 1 март секоја година, ги доставуваат до ЕНТСО-Е следните информации за претходната година:
- a. а) идентификација на LFC блоковите, LFC областите и мониторинг-областите во договорната страна;
 - b. б) идентификација на LFC блоковите што не се во договорната страна, а содржат LFC области и мониторинг-области што се во договорната страна;
 - c. в) идентификација на синхроните области на кои припаѓа секоја договорна страна;
 - d. г) податоци поврзани со критериумите за оценување на квалитетот на фреквенцијата за секоја синхрона област и секој LFC блок од точките а), б) и в), кои ги опфаќаат секој месец од најмалку 2 претходни календарски години;

- e. д) обврската за FCR и почетната обврска за FCR на секој ОЕПС што работи во рамките на договорната страна, коишто ги опфаќаат секој месец од најмалку 2 претходни календарски години; и
 - f. ф) опис и датум на спроведување на сите мерки за ублажување и барања за градиент преземени во претходната календарска година за намалување на детерминистичките отстапувања на фреквенцијата, согласно членовите 137 и 138, во кои биле вклучени операторите од договорната страна.
- (3) Податоците доставени од ОЕПС ја опфаќаат претходната година. Информациите за синхроните области, LFC блоковите, LFC областите и мониторинг-областите од а), б) и в) се доставуваат еднократно. Доколку дојде до промени во овие области, тие информации се доставуваат до 1 март во следната година.
- (4) Кога е соодветно, сите оператори на електропреносни системи од една синхрона област или LFC блок соработуваат при прибирањето на податоците наведени во став 2.

член 17

Годишен извештај за оценката на регионалната координација

- (1) ЕНТСО-Е, постапувајќи согласно член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/МС-ЕпС, го проширува годишниот извештај изготвен согласно член 17, став 1 од Регулативата 2017/1485 за да ги опфати и договорните страни на Енергетската заедница.
- (2) До 1 март, секој регионален центар за координација подготвува годишен извештај и го доставува до ЕНТСО-Е, обезбедувајќи ги следните информации за задачите што ги извршува:
- a. а) бројот на настани, просечното времетраење и причините за неисполнување на неговите функции;
 - b. б) статистички податоци за ограничувањата, вклучително нивното времетраење, локација и број на појавувања, заедно со поврзаните корективни мерки што се активирани и нивната цена, доколку настанале трошоци;
 - c. в) бројот на случаи во кои ОЕПС одбиле да ги спроведат корективните мерки препорачани од регионалниот центар за координација и причините за тоа;
 - d. г) бројот на утврдени неусогласености на исклучувања согласно член 80; и
 - e. д) опис на случаите во кои е утврден недостиг на регионална адекватност и опис на мерките за ублажување што се преземени.
- (3) Податоците доставени до ЕНТСО-Е од страна на регионалниот центар за координација треба да ја опфатат и претходната година.

Дел II - Оперативна сигурност

ДЕЛ 2 – Оперативна сигурност

Глава 1 - Барања за оперативна сигурност

Поглавје 1

Состојби на системот и оперативни сигурносни граници

член 18

Класификација на состојбите во системот

- (1) Електропреносниот систем е во нормална состојба кога се исполнети следните услови:
- a. напонот и тековите на моќност се во границите на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во член 25;
 - b. фреквенцијата ги исполнува следниве критериуми:
 - i. отстапувањето на фреквенцијата кога системот е во стационарна состојба е во рамките на стандардниот опсег на фреквенција;
 - ii. апсолутната вредност на отстапувањето на фреквенцијата не е поголема од максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба и не се исполнети ограничувањата на фреквенцијата кои важат за состојбата на предупредување.
 - c. резервите на активна и реактивна моќност се доволни за да издржат вонредни состојби од листата на случајни испади без да ги нарушат ограничувањата за оперативната сигурност.
 - d. работењето на контролната област на ОЕПС е и ќе остане во границите на оперативната сигурност по активирањето на корективни мерки после појава на случајни испади од листата на случајни испади дефинирани во член 33.
- (2) Електропреносниот систем е во состојба на предупредување кога:
- a. напоните и струите се во рамките на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во член 25;
 - b. резервниот капацитет на ОЕПС е намален за повеќе од 20% подолго од триесет (30) минути и нема средства за компензација на тоа намалување во реално време, или
 - c. фреквенцијата ги исполнува следниве критериуми
 - i. апсолутната вредност на отстапувањето на фреквенцијата не е поголема од максималното отстапување на фреквенцијата кога системот е во стационарна состојба; и

- ii. апсолутната вредност на отстапувањето на фреквенцијата постојано надминува 50% од максималното отстапување на фреквенцијата кога системот е во стационарна состојба за временски период подолг од времето на активирање на состојба на предупредување или стандардниот опсег на фреквенција за временски период подолг од времето за враќање на фреквенцијата; или
 - d. по активирањето на корективните мерки, барем еден случаен испад од листата на случајни испади дефинирани во член 33 доведува до прекршување на оперативните сигурносни ограничувања на ОЕПС.
- (3) Електропреносниот систем се наоѓа во вонредна состојба кога е исполнет најмалку еден од следниве услови:
- a. постои барем едно прекршување на оперативните сигурносни ограничувања утврдени согласно член 25;
 - b. фреквенцијата не ги задоволува критериумите за нормална состојба и состојба на предупредување;
 - c. активирана е најмалку една мерка од одбранбениот план на ОЕПС;
 - d. има прекин во функционирањето на алатки, средствата и објектите дефинирани во член 24, што резултира со нивна недостапност подолго од триесет (30) минути.
- (4) Електропреносниот систем е во безнапонска состојба кога е исполнет барем еден од следниве услови:
- a. загуба на повеќе од 50% од потрошувачката во контролната област на ОЕПС
 - b. целосно отсуство на напон во контролната област на ОЕПС најмалку три (3) минути, што доведува до активирање на планови за повторно воспоставување на системот.
- (5) Електропреносниот систем е во состојба на повторно воспоставување кога ОЕПС се наоѓа во вонредна состојба или во безнапонска состојба и започнува да активира мерки од планот за повторно воспоставување на електропреносниот систем.

член 19

Следење и определување на состојбите во електропреносниот систем

- (1) ОЕПС ја определува состојбата на неговиот електропреносен систем во реално време.
- (2) ОЕПС во својата контролна област во реално време ги следи следниве параметри на електропреносниот систем, врз основа на мерења во реално време или на пресметани вредности од обзервабилна област, земајќи ги структурните податоци и податоците во реално време утврдени во член 48, и тоа:
- a. тековите на активна и реактивна моќност во електропреносниот систем;
 - b. напоните на собирниците во постројките на електропреносната мрежа;
 - c. управување со грешката на контролната област;
 - d. резервите на активна и реактивна моќност во контролната област;
 - e. производството, потрошувачката и размената во рамките на електропреносниот систем;

- f. приказ на сигналите и алармите во постројките на електропреносната мрежа и на корисниците;
 - g. активната и реактивната моќност на производните единици;
 - h. статусите на расклопната опрема;
 - i. позиција на регулационата склопка на трансформаторите и
 - j. алармите и сигналите за исправноста на мерните големини, работата на заштитните уреди, телекомуникацискиот статус, итн.
- (3) За да ја определи состојбата на системот, ОЕПС ќе спроведе анализа на непредвидени состојби најмалку еднаш на секои петнаесет (15) минути, следејќи ги параметрите на системот дефинирани во согласност со став (2) од овој член, оперативните сигурносни ограничувања дефинирани во согласност со член 25 од овие правила и критериумите за класификација на состојбите во системот дефинирани во согласност со член 18 од овие правила. ОЕПС дополнително го следи и нивото на расположливи резерви во однос на резервниот капацитет. При спроведување на анализата на непредвидени состојби, ОЕПС го зема предвид ефектот од корективните мерки и мерките од планот за одбрана на системот.
- a. ќе ги информира сите оператори на електропреносни системи за состојбата на неговиот електропреносен систем преку ИТ алатка за размена на податоци во реално време на паневропско ниво (EAS) и
 - b. ќе обезбеди дополнителни информации за елементите од електропреносниот систем кои се дел од обсервабилната област на другите оператори на електропреносни системи.

член 20

Корективни мерки при работа на системот

- (1) ОЕПС се обврзува да го одржува системот во нормална состојба и да преземе одговорност за управувањето на нарушувањата на оперативната сигурност. За таа цел, ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки, земајќи ја предвид нивната достапност, времето и ресурсите потребни за нивно активирање и сите услови надвор од електропреносниот систем кои се релевантни за секоја корективна мерка.
- (2) Корективните мерки кои ги користи ОЕПС согласно став (1) од овој член и член 21 и член 23 од овие правила ќе обезбедат предност на корективните мерки што овозможуваат доделување на најголем прекуграничен електропреносен капацитет, притоа исполнувајќи ги сите оперативни сигурносни ограничувања, а се во согласност со Член (XX) од Правилата за доделување на меѓузонскиот капацитет за да овозможи користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање.

член 21

Принципи и критериуми при примена на корективни мерки

- (1) Секој ОЕПС ги применува следниве принципи при активирање и координација на корективни мерки во согласност со член 23:

- a. за повреди на оперативните сигурносни ограничувања кои не треба да се управуваат на координиран начин, ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки за враќање на системот во нормална состојба и за спречување на ширење на состојбата на предупредување или вонредната состојба надвор од контролната област на ОЕПС, од категориите дефинирани во член 22;
 - b. за повреди на оперативните сигурносни ограничувања кои треба да се управуваат на координиран начин, ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки во координација со другите засегнати ОЕПСи, следејќи ја методологијата за подготовка на корективни мерки на координиран начин согласно член 76(1)(б) и земајќи ја предвид препораката од регионален координативен центар во согласност со член 78(4).
- (2) При избор на соодветните корективни мерки, секој ОЕПС ги применува следниве критериуми:
- a. да ги активира најефективните и економски најисплатливи корективни мерки;
 - b. да ги активира корективните мерки што е можно поблиску до реалното време, земајќи го предвид очекуваното време за активирање и итноста на состојбата на работа на системот која треба да се реши;
 - c. да ги земе предвид ризиците од неуспех при примена на расположливите корективни мерки и нивното влијание врз оперативната сигурност, како што се:
 - i. ризик од дефект или кус спој предизвикан од промени во топологијата;
 - ii. ризик од испади предизвикани од промени на активна или реактивна моќност кај модули за производство на електрична енергија или потрошувачки капацитети; и
 - iii. ризик од неправилно функционирање предизвикан од однесувањето на опремата;
 - d. да даде предност на корективни мерки кои овозможуваат најголем меѓузонски капацитет за доделување капацитет, при почитување на сите оперативни сигурносни ограничувања.

член 22

Категории на корективни мерки

- (1) МЕПСО ги користи следниве категории на корективни мерки:
- a. измена на времетраењето на планираниот прекин или враќањето во погон на елементи од електропреносниот систем за да се постигне оперативна расположливост на тие елементи од електропреносниот систем;
 - b. активно влијание на тековите на моќност преку:
 - i. промена на положба на регулациона склопка на енергетските трансформатори;
 - ii. промена на положба на регулациона склопка на трансформатори со фазно поместување;
 - iii. модифицирање на топологијата на електропреносната мрежа.
 - c. регулација на напон и реактивна моќност преку:

- i. промена на положба на регулациона склопка на енергетските трансформатори;
 - ii. вклучување на кондензатори и реактори;
 - iii. вклучување на уредите базирани на енергетска електроника што се користат за управување со напон и реактивна моќност;
 - iv. инструкции на ОДС и корисници директно приклучени на електропреносна мрежа да ја блокираат автоматската регулација на напон и реактивна моќност на трансформаторите или во нивните објекти да ги активираат корективните мерки утврдени во подточките 1) до 3) доколку влошувањето на напонските прилики ја загрозува оперативната сигурност или се заканува дека ќе доведе до колапс на напонот во електропреносниот систем;
 - v. барање за промена на излезна реактивна моќност или зададена вредност на напонот на синхрони модули за производство на електрична енергија приклучени на електропреносниот систем;
 - vi. барање за промена на излезна реактивната моќност на конверторите на не-синхрони модули за производство на електрична енергија приклучени на електропреносниот систем;
- d. повторна пресметка ден однапред и внатре во денот на прекугранични преносни капацитети во согласност со Правила за доделување на меѓузонскиот капацитет за користење на капацитетот на пазарот ден-однапред, пазарот во тековниот ден и за целите на прекуграничното балансирање;
- e. редиспечинг на корисници поврзани на електропреносниот или дистрибутивниот систем во рамките на контролната област на ОЕПС или помеѓу ОЕПС и други ОЕПС-и;
- f. контратргување помеѓу две или повеќе контролни области;
- g. доколку е применливо, прилагодување на активните текови на моќност низ високонапонските водови на еднонасочна струја;
- h. активирање на постапки за управување при отстапување на фреквенција во согласност со планот за одбрана на системот;
- i. кратење на веќе доделен меѓузонски капацитет, во согласност со член 16(2) од Регулатива (EY) 2019/943, инкорпорирана и прилагодена со Одлука 2022/03/MC-EpC на Министерскиот совет во итни случаи кога користењето на тој капацитет ја загрозува оперативната сигурност, сите оператори на електропреносни системи во една зона се согласуваат на таквото прилагодување, а редиспечинг или контратргување не е можно; и
- j. каде што е применливо, вклучително во нормална состојба или во состојба на предупредување, рачно управување со редукција на оптоварување.
- (2) Кога е потребно и оправдано за да се одржи оперативната сигурност, МЕПСО може да подготви и активира дополнителни корективни мерки. ОЕПС за тие случаи најмалку еднаш годишно, по активирањето на дополнителните корективни мерки, поднесува извештај и образложение до надлежниот регулаторен орган и, кога е применливо, до Договорната страна. Релевантните извештаи и образложенија се објавуваат. Секретаријатот на Енергетската заедница или ECRB може да побара од надлежниот

регулаторен орган да обезбеди дополнителни информации во врска со активирањето на дополнителните корективни мерки во случаи кога тие влијаат врз електропреносен систем на соседен ОЕПС.

член 23

Подготовка, активација и координација на корективни мерки

- (1) ОЕПС подготвува и активира корективни мерки за да се спречи влошување на состојбата на електропреносниот систем врз основа на следниве елементи во согласност со член 21, став (2) од овие правила:
 - a. следење и определување на состојбите во електропреносниот систем, во согласност со член 19 од овие правила;
 - b. анализа на случајни испади при работењето во реално време во согласност со член 34 од овие правила;
 - c. анализа на случајни испади при оперативно планирање во согласност со член 72 од овие правила.
- (2) ОЕПС подготвува корективни мерки, вклучително и редиспечинг или контрартгување согласно членовите 25 и 35 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, или како дел од постапката за оперативно планирање и планот за одбрана на системот. ОЕПС го оценува влијанието на таквата корективна мерка или мерка во рамките на и надвор од неговата контролна област, во согласност со член 75(1), член 76(1)(б) и член 78(1), (2) и (4), и им обезбедува на засегнатите ОЕПСи информации за тоа влијание.
- (3) При подготовка и активирање на корективни мерки кои имаат влијание врз значајни корисници на мрежата (ЗКМ) и ОДС приклучени на преносната мрежа, ОЕПС, доколку неговиот електропреносен систем е во нормална состојба или состојба на предупредување, го оценува влијанието на таквите корективни мерки во координација со засегнатите значајни корисници на мрежата (ЗКМ) и ОДС и избира корективни мерки кои придонесуваат за одржување на нормална состојба и сигурно работење на сите вклучени страни. Секој засегнат значаен корисник на мрежата (ЗКМ) и ОДС му ги обезбедува на ОЕПС сите неопходни информации за оваа координација.
- (4) При подготовка и активирање на корективни мерки, ОЕПС, доколку неговиот електропреносен систем не е во нормална состојба или состојба на предупредување, ги координира, колку што е можно, таквите корективни мерки со засегнатите значајни корисници на мрежата (ЗКМ) и ОДС приклучени на преносната мрежа, со цел одржување на оперативната сигурност и интегритетот на електропреносниот систем. Кога ОЕПС активира корективна мерка, секој засегнат значаен корисник на мрежата (ЗКМ) и ОДС приклучен на преносната мрежа ги извршува инструкциите дадени од ОЕПС.
- (5) Кога ограничувањата имаат последици само врз локалната состојба во рамките на контролната област на ОЕПС и повредата на оперативната сигурност не треба да се управува на координиран начин, ОЕПС одговорен за управување со тие ограничувања може да одлучи да не активира корективни мерки кои предизвикуваат трошоци за нивно отстранување.

член 24

Достапност на средства, алатки и капацитети на операторот на електропреносниот систем

- (1) ОЕПС ќе обезбеди достапност, сигурност и редувантност на следниве алатки, средства и капацитети:
 - a. капацитети за следење на состојбата на електропреносниот систем, вклучувајќи апликации за проценка на состојбата на електропреносниот систем и контрола на оптоварувањето и фреквенцијата;
 - b. средства за контрола на опрема што служи за управување на елементите на електропреносниот систем;
 - c. средства за комуникација со диспечерските центри на други оператори на електропреносни системи и регионални координативни центри (RCC);
 - d. алатки за анализа на оперативна сигурност и
 - e. алатки и средства за комуникација неопходни на операторот на системот за олеснување на прекуграничните пазарни операции.
- (2) Доколку алатките, средствата и објектите на ОЕПС наведени во став (1) влијаат врз ОДС приклучени на преносната мрежа или значајни корисници на мрежата (ЗКМ) кои учествуваат во обезбедување балансирачки услуги, помошни услуги или во планот за одбрана или планот за повторно воспоставување, или во доставување оперативни податоци во реално време согласно членовите 44, 47, 50, 51 и 52, релевантниот ОЕПС и тие ОДС и значајни корисници на мрежата (ЗКМ) соработуваат и се координираат за да ја специфицираат и обезбедат расположливоста, сигурноста и редувантноста на тие алатки, средства и објекти.
- (3) Во рок од осумнаесет (18) месеци од влегувањето во сила на овие правила, ОЕПС усвојува план за континуитет на работењето кој ги деталзира неговите реакции на губење на критични алатки, средства и објекти, и кој содржи одредби за нивно одржување, замена и развој. ОЕПС најмалку еднаш годишно го преиспитува својот план за континуитет на работењето и го ажурира по потреба и во секој случај по секоја значајна промена на критичните алатки, средства и објекти или на релевантните услови за работа на системот. ОЕПС ги споделува деловите од планот за континуитет на работењето кои влијаат врз ОДС и значајни корисници на мрежата (ЗКМ) со засегнатите ОДС и значајни корисници на мрежата (ЗКМ).

член 25

Оперативни сигурносни ограничувања

- (1) МЕРСО ги утврдува оперативните сигурносни ограничувања за секој елемент на електропреносниот систем, земајќи ги предвид најмалку следниве физички карактеристики:
 - a. ограничувања на напонот согласно член 27 од овие правила;
 - b. ограничувања на струјата на куса врска согласно член 30 од овие правила; и
 - c. струјни ограничувања во однос на термичкиот рејтинг, вклучително и транзиентни прифатливи преоптоварувања.

- (2) При дефинирање на оперативните сигурносни ограничувања, МЕПСО ја зема предвид способноста на корисниците на електропреносната мрежа и ограничувањата на напонот и фреквенцијата во нормална состојба и состојба на предупредување, за да не доведе до нивно исклучување.
- (3) Во случај на промена на еден од елементите на електропреносниот систем, МЕПСО ги потврдува и, кога е потребно, ги ажурира оперативните сигурносни ограничувања.
- (4) За секој интерконективен далекувод, МЕПСО со соседниот оператор на системот ќе се договори за заедничките оперативни сигурносни ограничувања во согласност со став (1) од овој член.

член 26

План за безбедност на критична инфраструктура

- (1) Секој ОЕПС, земајќи ги предвид членовите 1(4)(а) и 1(5) од Процедуралниот акт бр. 2018/2/МС-ЕпС и точките 4.2(f) и 5.1 од неговиот Анекс, утврдува доверлив план за безбедност кој содржи проценка на ризик за средствата во сопственост или под управување на ОЕПС и ги опфаќа главните сценарија на физички или кибер-закани утврдени од Договорната страна.
- (2) Планот за безбедност ги зема предвид потенцијалните влијанија врз европските меѓусебно поврзани електропреносни системи и вклучува организациски и физички мерки насочени кон ублажување на идентификуваните ризици.
- (3) Секој ОЕПС редовно го преиспитува планот за безбедност за да ги адресира промените во сценаријата на закани и да го одрази развојот на електропреносниот систем.

Поглавје 2

Контрола на напонот

и управување со реактивна моќност

член 27

Обврски на МЕПСО во врска со опсег на напонот

- (1) Согласно член 18 од овие правила, во нормална состојба во стационарен режим, ОЕПС настојува да обезбеди напонот во точката на приклучување на електропреносниот систем да остане стабилен во рамките на следниов опсег:
 - a. за напонско ниво 400 kV: помеѓу 360 kV и 420 kV;
 - b. за напонско ниво 110 kV: помеѓу 99 kV и 123 kV.
- (2) ОЕПС ги дефинира базните вредности на напонот што се применуваат во системот за изразување во релативни единици (p.u.).
- (3) (3) За време на нормална состојба и по појава на случајни испади, МЕПСО настојува да обезбеди напонот да остане најмалку во рамките на поширокиот опсег на напон за ограничено време на работа, како што е прикажано на Слика 1, доколку постои договор за тие пошироки опсези на напон со ОДС приклучени на преносната мрежа, со

сопственици на објекти за производство на електрична енергија во согласност со член 16(2) од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, или со сопственици на HVDC системи во согласност со член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/04/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво.



Слика 1: Принцип за дефинирање на интервалите за напони

Табела 1: Дозволен интервали за напоните во електропреносниот систем

член 28

Одговорности на Корисниците на преносна мрежа во однос на контрола на напонот и управување со реактивна моќност при управување со ЕЕС

- (1) Во рок од три (3) месеци по истекот на рокот за транспонирање на овие правила, сите корисници на мрежата кои се модули за производство на електрична енергија приклучени на преносната мрежа и кои не подлежат на член 16 од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, или кои се HVDC системи што не подлежат на член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/04/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, го информираат својот ОЕПС за своите можности во однос на барањата за напон од член 16 од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, или од член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/04/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, наведувајќи ги своите напонски можности и времето во кое можат да издржат без да се исклучат.
- (2) Значајни корисници на мрежата (ЗКМ) кои се потрошувачки капацитети што подлежат на барањата од член 3 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, не смеат да се исклучуваат поради пореметувања во рамките на напонските опсези наведени во член 27. Во рок од три (3) месеци по истекот на рокот за транспонирање на овие

правила, значајни корисници на мрежата (ЗКМ) кои се потрошувачки капацитети приклучени на преносната мрежа и кои не подлежат на член 3 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, го информираат својот ОЕПС за своите можности во однос на барањата за напон дефинирани во Анекс II од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, наведувајќи ги своите напонски можности и времето во кое можат да издржат без да се исклучат.

- (3) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е потрошувачки капацитет приклучен на преносната мрежа ги одржува зададените вредности на реактивна моќност, опсезите на фактор на моќност и зададените вредности на напон за напонска регулација во опсегот договорен со неговиот ОЕПС, во согласност со член 27.

член 29

Одговорности на МЕПСО за контрола на напонот и управување со реактивна моќност при управување со ЕЕС

- (1) Ако напонот во точката на приклучување на електропреносниот систем е надвор од опсегот утврден во член 27, став (1), МЕПСО применува регулација на напон и реактивна моќност во согласност со член 22, став (1) од овие правила и член 20 од овие правила, со цел напонот да се врати во рамките на тој опсег и за временски период определен во став (2) од овој член, во согласност со Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, и член 13 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво.
- (2) Секој ОЕПС при својата анализа на оперативната сигурност ги зема предвид напонските вредности при кои значајни корисници на мрежата (ЗКМ) приклучени на преносната мрежа, кои не подлежат на барањата од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, или од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, се способни да останат поврзани.
- (3) МЕПСО треба да обезбеди адекватна резерва на реактивна моќност со соодветно време на активирање, со цел напоните во контролната област и на интерконективните далекуводи да ги задржи во рамките на опсегот од член 27, став (1) од овие правила.
- (4) МЕПСО со соседните оператори на електропреносни системи го определува соодветниот режим за регулација на напонот, со цел да се обезбеди почитување на заедничките граници на оперативна сигурност.
- (5) Секој ОЕПС се договара со секој ОДС приклучен на преносната мрежа за зададените вредности на реактивната моќност, опсезите на фактор на моќност и зададените вредности на напонот за напонска регулација во точката на приклучување помеѓу ОЕПС и ОДС, во согласност со член 15 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво. За да се обезбеди одржување на тие параметри, секој ОДС приклучен на преносната мрежа ги користи своите ресурси за реактивна моќност и има право да

- дава инструкции за напонска регулација до значајни корисници на мрежата (ЗКМ) приклучени на дистрибутивната мрежа.
- (6) МЕПСО има право да ги користи сите расположливи капацитети на реактивна моќност поврзани на електропреносната мрежа во рамките на контролната област, за ефикасно управување со реактивна моќност и одржување на опсегот на напон, согласно член 27.
 - (7) МЕПСО, директно или индиректно, во координација со ОДС, кога е применливо, ги користи ресурсите на реактивна моќност во рамките на својата контролна област, вклучително и блокирање на автоматска регулација на напон/регулација на реактивна моќност на трансформаторите, редукација на напон и исклучување на потрошувачи на низок напон, со цел да се задржат оперативните сигурносни граници и да се спречи пад на напонот на електропреносниот систем.
 - (8) МЕПСО, директно или индиректно, во координација со ОДС, кога е применливо, ги користи сите расположливи ресурси за апсорпција на реактивна моќност во рамките на својата контролна област со цел ограничување на порастот на напонот и одржување на напоните во дозволените оперативни граници. Во таа насока, операторот презема мерки како што се: активирање на сите расположливи уреди за апсорпција на реактивна моќност (шант реактори, компензациони уреди и генератори во режим на апсорпција), оптимизација на поставките на автоматската регулација на напонот (автоматски регулатор на напон – AVR) и на трансформаторите со регулациона склопка под оптоварување (OLTC), вклучително и нивно блокирање кога е потребно, како и исклучување на непотребни капацитивни елементи (далекуводи во празен од, кабли и кондензаторски батерии). Во случаи кога оваа мерка се применува по барање на операторот на преносниот систем со цел одржување на напонските услови и сигурноста на системот, таквата апсорпција на реактивна моќност нема да се третира како прекумерно преземање и нема да биде предмет на наплата согласно важечкиот тарифник. Оваа мерка се применува на транспарентен и недискриминаторен начин, во координација со релевантните учесници и со почитување на оперативните ограничувања на постројките.
 - (9) Доколку претходните мерки не се доволни, МЕПСО може да иницира дополнителни оперативни мерки во координација со ОДС и соседните оператори, со цел спречување на пренапонски појави и нарушување на сигурноста на системот.
 - (10) МЕПСО ги одредува акциите за регулација на напонот во координација со корисниците поврзани на електропреносната мрежа и ОДС, како и со соседните оператори на системите .
 - (11) Кога е релевантно за напонска регулација и управување со реактивна моќност на електропреносниот систем, ОЕПС може, во координација со ОДС, да побара од значаен корисник на мрежата (ЗКМ) приклучен на дистрибутивната мрежа да ги следи инструкциите за напонска регулација.

Поглавје 3

Управување и третман на струја на куса врска

член 30

Струја на куса врска

- (1) МЕПСО ги утврдува:
 - a. максималната струја на куса врска при која се надминува номиналната моќност на прекинувачите и на друга опрема; и
 - b. минималната струја на куса врска потребна за правилно функционирање на заштитната опрема и други релевантни уреди.

член 31

Пресметка на струјата на куса врска и соодветни мерки

- (1) МЕПСО прави пресметки на струјата на куса врска со цел да го оцени влијанието на соседните оператори на електропреносни системи, корисниците на електропреносната мрежа и ОДС приклучени на електропреносната мрежа, вклучително и затворените дистрибутивни системи, врз нивото на струјата на куса врска во електропреносниот систем. Доколку дистрибутивен систем приклучен на преносната мрежа, вклучително и затворен дистрибутивен систем, има влијание врз нивото на струјата на куса врска, тој се вклучува во пресметките на струјата на куса врска на преносниот систем.
- (2) При извршување на пресметките на струјата на куса врска, секој ОЕПС:
 - a. ги користи најточните и најквалитетни податоци за струја на куса врска и ги зема предвид таквите оперативни услови кои обезбедуваат највисоко можно ниво на струја на куса врска, вклучително и придонесот за струја на куса врска од други преносни системи и од дистрибутивни системи, вклучително и затворени дистрибутивни системи.
- (3) МЕПСО ќе примени оперативни или други мерки за да спречи отстапување од максималните и минималните оперативни сигурносни ограничувања на струјата на куса врска согласно член 30 од овие правила во сите временски рамки и за целата опрема за заштита. Доколку се појави такво отстапување, МЕПСО активира корективни мерки или применува други мерки за повторно обезбедување на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во член 30 од овие правила. Отстапување е дозволено само за време на вклопни секвенци (секвенци на вклучување/исклучување).

Третман на неутрална точка

- (4) Третманот на неутралната точка на електропреносниот систем е одговорност на МЕПСО.
- (5) Принципот на заземјување на неутралната точка во електропреносниот систем се заснова врз критериуми за дозволени куси врски наведени во овие правила и координација на изолација во 400 kV и 110 kV мрежи.

- (6) МЕПСО поставува релевантни технички спецификации за заземјување на неутрална точка за напонски нивоа на електропреносниот систем (400 kV и 110 kV), како и во неутрални точки што им припаѓаат на корисниците на електропреносниот систем.
- (7) На 110 kV и повисоко напонско ниво, трансформаторите и друга опрема која е во сопственост на корисникот на електропреносниот систем, а кои имаат неутрална точка, мора да имаат можност за заземјување.
- (8) Методот за третман на неутрални точки кои не припаѓаат на МЕПСО, мора детално да се анализира за секој случај наведен во Студијата за приклучување на електропреносна мрежа.

Поглавје 4

Управување со текови на моќност

член 32

Опсег на текови на моќност

- (1) МЕПСО ги одржува тековите на моќност во рамките на оперативните сигурносни ограничувања дефинирани кога системот е во нормална состојба и по појава на случајни испади од неговата листа на случајни испади.
- (2) Во (N-1) случај, во нормална состојба, МЕПСО ги одржува тековите на моќност во рамките на транзиентните прифатливи преоптоварувања согласно член 25 од овие правила, при што има подготвени корективни мерки што ќе се применуваат и извршуваат во временска рамка дозволена за транзиентни прифатливи преоптоварувања.

Поглавје 5

Анализи на случајни испади и справување

член 33

Листа на случајни испади

- (1) МЕПСО одредува листа на случајни испади, вклучувајќи ги и внатрешните и надворешните случајни испади во својата обсервабилна област, со проценка дали некој од тие случајни испади ја загрозува оперативната сигурност на контролната област на МЕПСО согласно член 75 од овие правила.
- (2) За да се одреди листа на случајни испади, МЕПСО го класифицира секој случаен испад врз основа на тоа дали е обичен, екстрем или многу екстрем, земајќи ја предвид веројатноста за негова појава преку следните принципи и критериуми:
 - a. вообичаени случајни испади:
 - i. испад на една генераторска единица;
 - ii. испад на еден далекувод или кабел;

- iii. испад на една трансформаторска единица или две трансформаторски единици поврзани на иста собирница;
 - iv. испад на еден шант елемент;
 - v. испад на единечна HVDC линија;
 - vi. единечен испад на уред за контрола на текови на моќност;
 - vii. испад на далекувод со два или повеќе проводници поставени на ист столб, доколку МЕПСО го смета овој испад како дел од вообичаената постапка за оперативно планирање.
- (3) Следните случаи се сметаат за екстремни случајни испади:
- a. испад на далекувод со два или повеќе проводници поставени на ист столб, доколку МЕПСО не го смета овој испад како дел од вообичаената постапка за оперативно планирање;
 - b. испад на еден систем на собирници;
 - c. испад на повеќе од една генераторска единица или електрани;
 - d. испад на повеќе од една HVDC линија.
- (4) Следните настани се сметаат за многу екстремни случајни испади:
- a. испад на два далекуводи истовремено и без заедничка причина;
 - b. испад на трансформаторска станица со повеќе од еден систем на собирници;
 - c. испад на повеќе од една генераторска единица без заедничка причина.
- (5) Секој ОДС приклучен на преносната мрежа и секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е објект за производство на електрична енергија доставува, по барање на ОЕПС, сите информации релевантни за анализа на случајни испади, вклучително и прогнозни и податоци во реално време, со можност за агрегација на податоците во согласност со член 50(2).
- (6) МЕПСО ги координира своите анализи за случајни испади во однос на изготвување и усогласување на заедничка листа на случајни испади, најмалку со операторите на електропреносните системи од својата обсервабилна област во согласност со член 75.
- (7) МЕПСО ги информира операторите на електропреносните системи во својата обсервабилна област за надворешните случајни испади кои се вклучени во листата на случајни испади на МЕПСО.
- (8) МЕПСО ги информира операторите на електропреносните системи од својата обсервабилна област за сите промени во топологијата на електропреносната мрежа, кои се вклучени како надворешни случајни испади во листите за случајни испади на засегнатите оператори на електропреносни системи.
- (9) Секој ОЕПС обезбедува податоците во реално време да бидат доволно точни за да овозможат конвергенција на пресметките на текови на моќност што се извршуваат во рамките на анализата на случајни испади.

член 34

Анализа на случајни испади

- (1) МЕПСО ќе направи анализа на случајни испади во својата обсервабилна област со цел да ги идентификува случајните испади што ја загрозуваат или можат да ја загорзат оперативната сигурност на нејзината контролна област и да ги идентификуваат корективните мерки што може да бидат неопходни за решавање на случајните испади, вклучително и ублажување на влијанието на екстремните случајни испади.
- (2) МЕПСО во случај на евентуални прекршувања на оперативните сигурносни ограничувања во својата контролна област, кои се утврдени со анализа на случајни испади, треба да обезбеди да не ја загрозуваат оперативната сигурност на електропреносниот систем или на меѓусебно поврзаните електропреносни системи.
- (3) МЕПСО прави анализа на случајни испади врз основа на прогноза на оперативните податоци и на оперативни податоци во реално време од својата обсервабилна област. Појдовна точка за анализата на случајни испади во N-состојба е релевантната топологија на електропреносниот систем, која ги вклучува планираните исклучувања во фазите на оперативно планирање.

член 35

Управување со загушувањата

- (1) МЕПСО ги проценува ризиците поврзани со случајните испади по симулација на секој случаен испад од листата на случајни испади и откако ќе процени дали може да го одржи својот електропреносен систем во рамките на оперативните сигурносни граници во (N-1) состојба.
- (2) Кога ОЕПС ќе оцени дека ризиците поврзани со одреден случаен испад се толку значајни што можеби нема да може навремено да подготви и активира корективни мерки за да спречи непочитување на (N-1) критериумот, или дека постои ризик од ширење на отстапување кон меѓусебно поврзаниот електропреносен систем, ОЕПС подготвува и активира корективни мерки за да се обезбеди почитување на (N-1) критериумот што е можно поскоро.
- (3) Во случај на (N-1) состојба предизвикана од нарушување, секој оператор на електропреносен систем активира корективни мерки со цел да се обезбеди враќање на електропреносниот систем во нормална состојба што е можно поскоро и со тоа оваа (N-1) состојба станува нова N-состојба.
- (4) Од МЕПСО не се бара да го исполнува (N-1) критериумот во следните ситуации:
 - a. за време на промена на вклопната состојба;
 - b. за временски период кога е потребно да се подготват и активираат корективни мерки;
 - c. во секое време за двострано напојуваните трафостаници.
- (5) Освен ако Договорната страна не утврди поинаку, од ОЕПС нема да се бара да го почитува (N-1) критериумот сè додека последиците се само локални во рамките на контролната област на ОЕПС.

Поглавје 6

Заштита

член 36

Општи барања за заштита

- (1) МЕПСО го управува електропреносниот систем со примарна и резервна заштитна опрема за да може автоматски да спречи проширување на пореметувањата што можат да ја загорзат оперативната сигурност на електропреносниот систем, како и на меѓусебно поврзаниот систем.
- (2) Најмалку еднаш во пет (5) години, МЕПСО изработува и ажурира Стратегија за заштита на електропреносниот систем, со цел да обезбеди правилно функционирање на заштитната опрема и одржување на оперативната сигурност.
- (3) МЕПСО ги определува поставените вредности за заштитната опрема на електропреносниот систем кои обезбедуваат сигурно, брзо и селективно отстранување на дефекти, вклучително и резервната заштитна опрема при отстранување на дефекти во случај на дефект на системот за примарна заштита.
- (4) Пред пуштање во експлоатација на примарна и резервна заштитна опрема или после какви било нивни измени, МЕПСО се усогласува со соседните оператори на електропреносни системи за дефинирање на поставените вредности за интерконективните далекуводи пред промена на истите.
- (5) Доколку одлучи, МЕПСО ќе примени посебни шеми за заштита за управување со електропреносниот систем во рамките на оперативните сигурносни граници.

член 37

Специјални шеми на заштита

- (1) Кога ОЕПС користи специјална шема за заштита, тој:
 - a. обезбедува секоја специјална шема за заштита да дејствува селективно, сигурно и ефикасно;
 - b. при проектирање на специјална шема за заштита ги оценува последиците врз електропреносниот систем во случај на нејзино неправилно функционирање, земајќи го предвид влијанието врз засегнатите ОЕПСи;
 - c. проверува специјалната шема за заштита да има споредлива сигурност со заштитните системи што се користат за примарна заштита на елементите на електропреносниот систем;
 - d. го управува електропреносниот систем со специјалната шема за заштита во рамките на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во согласност со член 25; и
 - e. ги координира функциите, принципите на активирање и зададените вредности на специјалната шема за заштита со соседните ОЕПСи и со засегнатите ОДС приклучени на преносната мрежа, вклучително и затворени дистрибутивни системи, како и со засегнатите ЗКМ приклучени на преносната мрежа.

член 38

Динамичка стабилност, мониторинг и проценка

- (1) МЕПСО ја следи динамичката стабилност на електропреносниот систем преку изработка на студии. МЕПСО ги разменува релевантните податоци за следење на динамичката стабилност на електропреносниот систем со другите оператори на електропреносни системи на синхроната област на Континентална Европа.
- (2) МЕПСО ќе изврши проценка на динамичка стабилност најмалку еднаш годишно за да изврши идентификување на сигурносните ограничувања и можни нарушувања на стабилноста на електропреносниот систем. Сите ОЕПСи во секоја синхрона област ги координираат оценките на динамичката стабилност, кои ги опфаќаат сите или делови од синхроната област.
- (3) При спроведување на координирани проценки на динамичка стабилност, засегнатите ОЕПСи утврдуваат:
 - a. опсегот на координираната проценка на динамичка стабилност, најмалку во однос на заеднички мрежен модел;
 - b. сетот на податоци што треба да се разменуваат меѓу засегнатите ОЕПСи за да се изврши координираната проценка на динамичка стабилност;
 - c. листа на заеднички договорени сценарија во врска со координираната проценка на динамичка стабилност; и
 - d. листа на заеднички договорени случајни испади или пореметувања чиј ефект треба да се оцени преку координираната проценка на динамичка стабилност.
- (4) Во случај на проблеми со стабилноста поради слабо пригушени меѓуобласни осцилации што влијаат врз повеќе ОЕПСи во рамките на синхрона област, секој ОЕПС учествува во координирана проценка на динамичка стабилност на ниво на синхрона област што е можно поскоро и ги обезбедува податоците неопходни за таа проценка. Таквата проценка ја иницираат и спроведуваат засегнатите ОЕПСи или ENTSO-E, постапувајќи во согласност со член 3 од Процедуралниот акт бр. 2022/01/MC-EnC.
- (5) Кога ОЕПС ќе идентификува потенцијално влијание врз напонската стабилност, аголната (роторна) стабилност или фреквентната стабилност во однос на други меѓусебно поврзани електропреносни системи, засегнатите ОЕПСи ги координираат методите што се користат во проценката на динамичката стабилност, ги обезбедуваат неопходните податоци и планираат заеднички корективни мерки насочени кон подобрување на стабилноста, вклучително и постапките за соработка меѓу ОЕПСите.
- (6) При одлучување за методите што се користат во проценката на динамичката стабилност, секој ОЕПС ги применува следниве правила:
 - a. ако, во однос на листата на случајни испади, стационарните граници се достигнуваат пред границите на стабилност, ОЕПС ја базира проценката на динамичката стабилност само на студии за стабилност извршени надвор од оперативна средина во фазата на подолгорочно оперативно планирање;
 - b. ако, при услови на планирани исклучувања, во однос на листата на случајни испади, стационарните граници и границите на стабилност се блиску една до друга или границите на стабилност се достигнуваат пред стационарните граници, ОЕПС

врши проценка на динамичка стабилност во фазата на ден-однапред оперативно планирање додека траат тие услови. ОЕПС планира корективни мерки што ќе се користат во реално време;

- c. ако електропреносниот систем е во N-состојба во однос на листата на случајни испади и границите на стабилност се достигнуваат пред стационарните граници, ОЕПС врши проценка на динамичка стабилност во сите фази на оперативно планирање и повторно ги оценува границите на стабилност што е можно поскоро по откривање значајна промена во N-состојбата.

член 39

Управување со динамичката стабилност

- (1) Кога оценката на динамичката стабилност укажува дека во контролната област на МЕРСО постои прекршување на границите на сигурност, во тој случај МЕРСО треба да дизајнира, подготви и активира корективни мерки за да го одржува електропреносниот систем во стабилна состојба. Тие корективни мерки може да вклучуваат и ЗКМ.
- (2) МЕРСО треба да обезбеди времето на отстранување на дефекти пресметано во неговата проценка на динамичката стабилност, што може да доведе до нестабилност на електропреносниот систем на поширок простор, да биде пократко од критичното време на отстранување на дефекти во согласност со член 38 од овие правила.
- (3) Во однос на барањата за минимална инерција кои се релевантни за фреквентна стабилност на ниво на синхрона област:
 - a. сите ОЕПСи на таа синхрона област, најдоцна две (2) години по влегувањето во сила на овие правила, спроведуваат заедничка студија по синхрона област за да утврдат дали е потребно да се воспостави минимално барано ниво на инерција, земајќи ги предвид трошоците и придобивките, како и потенцијалните алтернативи. Сите ОЕПСи ги доставуваат студиите до своите регулаторни органи. Сите ОЕПСи вршат периодичен преглед и ги ажурираат тие студии на секои две (2) години;
 - b. кога студиите наведени во точка (a) ја покажуваат потребата да се дефинира минимално барано ниво на инерција, сите ОЕПСи од засегнатата синхрона област заеднички развиваат методологија за дефинирање на минималната инерција потребна за одржување на оперативната сигурност и за спречување прекршување на границите на стабилност. Таа методологија ги почитува начелата на ефикасност и пропорционалност, се развива во рок од шест (6) месеци по завршувањето на студиите наведени во точка (a) и се ажурира во рок од шест (6) месеци по ажурирањето на студиите и нивното ставање на располагање; и
 - c. секој ОЕПС во работа во реално време ја обезбедува минималната инерција во својата контролна област, согласно методологијата дефинирана и резултатите добиени во согласност со точка (b).

Квалитет на ЕЕ

- (4) Во нормални работни услови, за временски период од една недела, показателот на краткотрајниот фликер Pst и долготрајниот фликер Plt, предизвикан од напонските варијации, не смее да ги надмине вредностите во точката на приклучување, прикажани во Табела 2.

Табела 2 Гранични вредности на интензитетите на фликер во електропреносниот систем

(a) Напонско ниво	P_{st}	P_{it}
(b) 400 kV	(c) 0.8	(d) 0.6
(e) 110 kV	(f) 1	(g) 1

- (5) Во нормални работни услови, за временски период од една недела, 95% од десет (10) минутните ефективни вредности на индивидуалните хармоници на напонот во точката на приклучување треба да бидат помали или еднакви на вредностите прикажани во Табела 3.

Табела 3 Гранични вредности на нивото на виши хармоници во електропреносниот систем

Хармоник (h)	Вредност (%)
2	1.5
3	2
4	1
5	2
6	0.5
7	2
8	0.4
9	1
10	0.4
11	1.5
12	0.2
13	1.5
14	0.2
15	0.3
16	0.2
17	1
18	0.2
19	1
20	0.2
21	0.2
22	0.2
23	0.7
24	0.2
25	0.7
h>25	0.2
Непарните хармоници кои не се множител од бројот 3 (>25)	0.2+0.5 (25/h)
Вкупно хармониско изобличување (THD)	3

- (6) Во нормални работни услови, за временски период од една недела, 95% од десет (10) минутната ефективна вредност на негативната (инверзна) фазна компонента на напонот треба да биде во опсегот од 0% до 2% од позитивната (директна) фазна компонента на напонот.

- (7) МЕПСО го задржува правото одделни случаи, да може да ги промени дозволените вредности на фазна несиметрија во нормална работа.

Индекси на непрекинатост и начин на пресметка во електропреносниот систем

- (8) ENS (неиспорачана електрична енергија) е индекс за неиспорачаната електрична енергија на потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем, поради непланирани прекини во напојувањето со електрична енергија, изразен во мегаватчасови (MWh) на годишно ниво.

$$ENS = \sum_i (P_{ki} * W_{dki})$$

i – број на прекини

Wdki – просечна дневна енергија пресметана согласно потрошувачката на потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем во текот на период од пет (5) дена без прекин, кој му претходи на денот на прекино.

Pki – дел од денот кога потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем бил без напојување, а се пресметува по следнава формула:

$$P_{ki} = \frac{t_{ki}}{T_d}$$

t_{ki} – траење на прекино кај потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем, изразен во (min)

T_d = 1440 min – траење на денот изразено во минути

AIT (просечно времетраење на прекин) е индекс за просечното времетраење на прекино во напојување со електрична енергија на потрошувачите и производителите, деловите на дистрибутивните системи и затворените дистрибутивни системи кои се приклучени на електропреносниот систем, изразен во часови на годишно ниво.

$$AIT = \frac{ENS}{E_{pren}} * T_{god}$$

E_{preп} – вкупно пренесена електрична енергија за потребите на домашната потрошувачка за разгледуваниот период, вклучително и загубите во електропреносниот систем (MWh)

T_{god} = 8760 ч – број на часови во годината

МЕПСО ги евидентира прекините во испораката на електрична енергија и ги доставува до РКЕ еднаш годишно, во форма и содржина дадена во табелата:

Табела 3

Прекини										
Р.бр.	Почеток		Завршеток		Траење на прекилот (min)	Вид на прекин планиран/непланиран	причина	Елемент од електропреносниот систем поради кој се случил прекилот	Wdki (MWh)	ENS
1										
2										
3										
4										
5										
								Елемент од електропреносниот систем поради кој се случил прекилот		
Вкупно траење на прекини (min):						Вкупна неиспорачана енергија (MWh):				

Глава 2 - Размена на податоци

Поглавје 1 Општи барања

член 40

Организација, улоги, одговорности и квалитет во размена на податоци

- (1) Размената и доставувањето на податоци и информации согласно оваа Глава треба, колку што е можно, да ја одразуваат реалната и прогнозирана состојба на електропреносниот систем.
- (2) Секој ОЕПС е одговорен за доставување и користење податоци и информации со висок квалитет.
- (3) ОЕПС ги прибира следниве информации за својата обсервабилна област и ги разменува овие податоци со сите други оператори на електропреносни системи до оној степен колку што е неопходно за извршување на анализа на оперативна сигурност во согласност со член 72 од овие правила:
 - a. производство;
 - b. потрошувачка;
 - c. планови за размена ЕЕ;
 - d. информации за избалансираност;
 - e. планирани исклучувања и топологија на трафостаници и
 - f. прогнози за деловите од 1) до 3).

- (4) Информациите во ставот (3) од овој член, МЕРСО на секој јазол на индивидуалниот модел на мрежата ги прикажува како производство и оптоварување дефинирано во член 64.
- (5) Во координација со ОДС и значајни корисници на мрежата (ЗКМ), секој ОЕПС ја утврдува применливоста и опсегот на размена на податоци врз основа на следниве категории:
 - a. структурни податоци во согласност со член 48;
 - b. планирачки и прогнозни податоци во согласност со член 49;
 - c. податоци во реално време во согласност со членовите 44, 47 и 50; и
 - d. одредби во согласност со членовите 51, 52 и 53.
- (6) Во рок од шест (6) месеци од влегувањето во сила на овие правила, ОЕПСите ги применуваат клучните организациски барања, улоги и одговорности во врска со размената на податоци, како што се усвоени во согласност со Регулацијата (ЕУ) 2017/1485.
- (7) Во рок од осумнаесет (18) месеци од влегувањето во сила на овие правила, секој ОЕПС се договара со релевантните ОДС за ефективни, ефикасни и пропорционални процеси за обезбедување и управување со размената на податоци помеѓу нив, вклучително и, каде што е потребно за ефикасно работење на мрежата, доставување на податоци поврзани со дистрибутивните системи и значајни корисници на мрежата (ЗКМ). Без да се доведе во прашање став (6)(г), секој ОЕПС се договара со релевантните ОДС за форматот на размената на податоци.
- (8) Секој ОЕПС се договара со ОДС приклучени на преносната мрежа за опсегот на дополнителни информации што ќе се разменуваат помеѓу нив во врска со ставените во работа мрежни инсталации.
- (9) ОДС кои имаат точка на приклучување кон преносен систем имаат право да ги примаат релевантните структурни, планирачки и податоци во реално време од релевантните ОЕПСи и да ги прибираат релевантните структурни, планирачки и податоци во реално време од соседните ОДС. Соседните ОДС, на координиран начин, го утврдуваат опсегот на информации што може да се разменуваат.

Поглавје 2

Размена на податоци помеѓу МЕРСО и други оператори на електропреносни системи

член 41

Размена на структурни и прогнозирачки податоци

- (1) МЕРСО со соседните оператори на електропреносни системи ги разменува најмалку следниве структурни информации поврзани со својата обсервабилна област:

- a. редовна топологија на трафостаниците и други релевантни податоци според напонско ниво;
 - b. технички податоци за далекуводите;
 - c. технички податоци за енергетските трансформатори;
 - d. максимална и минимална активна и реактивна моќност на корисниците, кои се модули за производство на електрична енергија;
 - e. технички податоци за трансформаторите со фазно поместување;
 - f. Доколку е применливо, технички податоци за HVDC системи;
 - g. технички податоци за реакторите, кондензаторите и статичните волт-амперски реактивни компензатори (VAR); и
 - h. оперативни сигурносни ограничувања дефинирани од секој оператор на електропреносен систем согласно член 25 од овие правила.
- (2) За координација на заштитата на својот електропреносен систем, МЕРСО ќе ги разменува со соседните оператори на електропреносни системи поставените вредности на заштитата за интерконективните далекуводи за кои случајните испади се вклучени како надворешни случајни испади во нивните листи на случајни испади.
- (3) За координација на оперативни сигурносни анализи и за формирање на заеднички мрежен модел во согласност со членовите 67,68,69 и 70, МЕРСО ќе разменува податоци најмалку со сите оператори на електропреносните системи од истата синхрона зона, и тоа најмалку следниве податоци:
- a. топологија на 110 kV и повисоки напонски нивоа на електропреносен систем во рамките на својата контролна област;
 - b. модел или еквивалент на електропреносниот систем со напон под 110 kV со значително влијание врз својот електропреносен систем;
 - c. термичките ограничувања на елементите на електропреносниот систем и
 - d. реална и точна прогнозирана збирна количина на производство и потрошувачка, според изворот на енергија, за секој јазол на електропреносниот систем, за различни временски рамки.
- (4) За координација на проценките на динамичка стабилност согласно член 38(2) и (4), и за нивно спроведување, секој ОЕПС со другите ОЕПСи од истата синхрона област или од нејзиниот релевантен дел разменува најмалку следниве податоци:
- a. релевантни податоци корисниците директно поврзани на електропреносната мрежа и за модулите за производство на електрична енергија (модел на генератор, модел на заштита, модел на примарен двигател и модел на турбински регулатор, модел на чекорен трансформатор, модел на возбуда, модел на стабилизатор на електроенергетскиот систем);
 - b. податоците за типот на регулација и регулационен опсег на напонот, во однос на регулационата склопка, вклучувајќи го описот на постојните регулациони склопки кои можат да ја променат положбата под оптоварување, како и податоци за видот на регулацијата и опсегот на регулација на напон за чекорните и мрежните трансформатори и

- c. во врска со, доколку е применливо, HVDC системите и FACTS уредите, динамичките модели на системот или уредот и неговата соодветна регулација погодна за големи пореметувања.

член 42

Размена на податоци во реално време

- (1) Согласно член 18 и член 19 од овие правила, МЕРСО со останатите оператори на електропреносни системи од истата синхрона област, како и со операторите на електропреносните системи во рамките на LFC блок, ќе ги разменува следниве податоци за состојбата на електропреносниот систем, користејќи ИТ алатка за размена на податоци во реално време на паневропско ниво (EAS), како што е предвидено од страна на ENTSO-E, и тоа:
 - a. фреквенција;
 - b. грешка на контролна област;
 - c. измерени размени на активна моќност помеѓу LFC области;
 - d. вкупно производство;
 - e. состојба на системот;
 - f. зададена вредност на регулаторот за регулација на оптоварување и фреквенција и
 - g. размена на моќност преку виртуелни далекуводи.
- (2) МЕРСО ги разменува следниве податоци за неговиот електропреносен систем со другите оператори на електропреносни системи во обсервабилната област, користејќи размена на податоци во реално време помеѓу системите за надзор, управување и прибирање на податоци (SCADA) на операторите на електропреносните системи и системите за управување со енергијата, и тоа:
 - a. моментална вклопна состојба на трафостаница;
 - b. активна и реактивна моќност на далекуводно поле, податоци за пренос, дистрибуција и далекуводи поврзани со корисниците;
 - c. активна и реактивна моќност во полето на трансформаторот, вклучувајќи трансформатори што се поврзани со електропреносниот систем, дистрибуцијата и корисниците;
 - d. активна и реактивна моќност во полето на постројката за производство на електрична енергија;
 - e. позиции на регулациона склопка на трансформаторите, вклучително и трансформаторите со фазно поместување;
 - f. измерен или проценет напон на собирница;
 - g. реактивна моќност во полето на реакторот и кондензаторот или од статички VAR компензатор; и
 - h. ограничувања на можностите за снабдување на активна и реактивна моќност во однос на обсервабилната област.

- (3) Секој ОЕПС има право да побара од сите ОЕПСи од својата обсервабилна област да му достават „снимки“ во реално време од податоците добиени со проценка на состојбата од нивната контролна област, доколку тоа е релевантно за оперативната сигурност на електропреносниот систем на ОЕПС што бара.

Поглавје 3

Размена на податоци помеѓу МЕПСО и ОДС во контролната област на МЕПСО

член 43

Размена на структурни податоци

- (1) МЕПСО ја утврдува својата обсервабилна област на дистрибутивните системи приклучени на електропреносната мрежа, потребна за МЕПСО точно и ефикасно да ја утврди состојбата на системот, врз основа на методологијата развиена во согласност со член 75.
- (2) Доколку ОЕПС смета дека дистрибутивен систем кој не е директно приклучен на преносната мрежа има значајно влијание во однос на напон, текови на моќност или други електрични параметри за претставување на однесувањето на преносниот систем, таквиот дистрибутивен систем ОЕПС го дефинира како дел од обсервабилната област во согласност со член 75.
- (3) Структурните информации доставени од секој ОДС до МЕПСО треба да содржат најмалку за:
- податоци за трафостаници поврзани со електропреносната мрежа;
 - далекуводи што ги поврзуваат трафостаниците наведени во точка 1 од овој став;
 - трансформатори од трафостаниците наведени во точка 1 од овој став;
 - поголеми (значајни) корисници поврзани на ОДС; и
 - реактори и кондензатори поврзани со трафостаниците наведени во точка 1 од овој став.
- (4) Секој ОДС приклучен на преносната мрежа му доставува на МЕПСО ажурирање на структурните информации согласно став (3) најмалку еднаш на секои 6 месеци.
- (5) Најмалку еднаш годишно, секој ОДС приклучен на преносната мрежа му доставува на МЕПСО, по примарни енергетски извори, вкупниот агрегиран производен капацитет на модули за производство на електрична енергија од тип А кои подлежат на барањата од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, и најдобрите можни проценки на производниот капацитет на модули за производство на електрична енергија од тип А кои не подлежат на или се ослободени од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, приклучени на неговиот дистрибутивен систем, како и поврзаните информации за нивното фреквентно однесување.

член 44

Размена на податоци во реално време

- (1) Освен ако не е поинаку предвидено од МЕПСО, секој ОДС треба да му обезбеди на МЕПСО податоци во реално време поврзани со обсервабилната област на МЕПСО, вклучувајќи:
 - a. актуелна топологија на трафостаниците.
 - b. активна и реактивна моќност во поле на далекуводите;
 - c. активна и реактивна моќност во поле на трансформаторите;
 - d. активна и реактивна моќност во полето на постројка за производство на електрична енергија;
 - e. позиција на регулациона склопка на трансформатори поврзани на електропреносниот систем;
 - f. напон на собирници;
 - g. реактивна моќност во полето на реактор и кондензатор;
 - h. најдобри достапни податоци за вкупно производство на електрична енергија по тип на примарен извор во областа на ОДС; и
 - i. најдобри достапни податоци за вкупна потрошувачка во областа на ОДС.

Поглавје 4

Размена на податоци помеѓу МЕПСО, сопственици на интерконектори или други водови и модули за производство на електрична енергија поврзани на електропреносниот систем

член 45

Размена на структурни податоци

- (1) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија од тип D, приклучен на електропреносниот систем, му ги обезбедува на МЕПСО најмалку следниве податоци:
 - a. општи податоци за модулот за производство на електрична енергија, инсталиран капацитет и примарен извор на енергија;
 - b. податоци за турбината и капацитетот за производство на електрична енергија;
 - c. податоци за пресметка на струјата на куса врска;
 - d. податоци за трансформаторот на објектот за производство на електрична енергија;

- e. FCR податоци за модули за производство на електрична енергија согласно член 154;
 - f. FRR податоци за модули за производство на електрична енергија согласно член 158;
 - g. RR податоци за модули за производство на електрична енергија согласно член 161;
 - h. податоци потребни за повторно воспоставување на електропреносниот систем;
 - i. податоци и модели потребни за динамичка симулација;
 - j. податоци за заштита;
 - k. податоци неопходни за утврдување на трошоците за корективни мерки во согласност со член 78(1)(б); кога ОЕПС користи пазарно базирани механизми во согласност со член 4(2)(г), доставувањето на цените што треба да ги плати ОЕПС се смета за доволно;
 - l. способност за контрола на напон и реактивна моќност.
- (2) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија од тип В или тип С, приклучен на електропреносниот систем, му ги обезбедува на МЕПСО најмалку следниве податоци:
- a. општи податоци за модулот за производство на електрична енергија, вклучително и инсталиран капацитет и примарен енергетски извор;
 - b. податоци за пресметка на струјата на куса врска;
 - c. FCR податоци за модули за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат таа услуга, согласно дефиницијата и барањата од член 173;
 - d. FRR податоци за модули за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат таа услуга;
 - e. RR податоци за модули за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат таа услуга;
 - f. податоци за заштита;
 - g. способност за контрола на реактивна моќност;
 - h. податоци неопходни за утврдување на трошоците за корективни мерки во согласност со член 78(1)(б); кога ОЕПС користи пазарно базирани механизми во согласност со член 4(2)(г), доставувањето на цените што треба да ги плати ОЕПС се смета за доволно;
 - i. податоци неопходни за спроведување проценка на динамичка стабилност согласно член 38.
- (3) МЕПСО може да побара од сопственикот на објектот за производство на електрична енергија, со модул за производство на електрична енергија приклучен на електропреносниот систем, да обезбеди дополнителни податоци потребни за спроведување анализи на оперативната сигурност во согласност со Дел III, Глава 2.

- (4) Секој сопственик на HVDC систем или сопственик на интерконектор му ги обезбедува на МЕПСО следниве податоци за HVDC системот или интерконекторот:
- a. натписни податоци за постројката;
 - b. податоци за трансформаторите;
 - c. податоци за филтри и филтерски банки;
 - d. податоци за компензација на реактивна моќност;
 - e. способност за контрола на активна моќност;
 - f. способност за контрола на реактивна моќност и напон;
 - g. приоритизација на оперативниот режим (активен или реактивен), доколку постои;
 - h. способност за фреквентен одзив;
 - i. динамички модели за динамичка симулација;
 - j. податоци за заштита; и
 - k. способност за издржување при дефект.
- (5) Секој сопственик на AC интерконектор му ги обезбедува на МЕПСО најмалку следниве податоци:
- a. натписни податоци за постројката;
 - b. електрични параметри;
 - c. поврзани заштити.

член 46

Размена на планирачки податоци

- (1) Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија од тип В, С или D, приклучен на електропреносниот систем, му ги обезбедува на МЕПСО најмалку следниве податоци:
- a. активна излезна моќност и резерва и достапност на резервата , ден однапред и во текот на денот;
 - b. какво било предвидено ограничување на можноста за управување на реактивната моќност;
 - c. како исклучок од точките (а) и (б), во региони со централен диспечерски систем, податоците што ги бара МЕПСО за подготовка на распоредот за активна излезна моќност.
 - d. согласно Правилата за формата, содржината и динамиката на доставување и објавување на податоци, објавени на веб страната на МЕПСО.
- (2) Секој оператор на HVDC систем им ги обезбедува на ОЕПСите најмалку следниве податоци:
- a. распоред на активна моќност и расположливост на ден-однапред и во текот на денот;

- b. без одложување, планирана нерасположливост или ограничување на активна моќност; и
 - c. било какво прогнозирано ограничување на способноста за контрола на реактивна моќност или напон.
- (3) Секој оператор на АС интерконектор или вод ги доставува своите податоци за планирана нерасположливост или ограничување на активна моќност до ОЕПСите.

член 47

Размена на податоци во реално време

- (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕПСО, секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија од тип В, С или D, треба во реално време да му ги обезбеди на МЕПСО најмалку следните податоци:
- a. положба на расклопната опрема во точката на приклучување или друга точка на интеракција договорена со МЕПСО;
 - b. вредности на активна и реактивна моќност, струја, напон и фреквенција во точката на приклучување или друга точка на интеракција договорена со МЕПСО;
 - c. во случај на објект за производство на електрична енергија со потрошувачка различна од сопствената потрошувачка, нето активна и реактивна моќност.
 - d. моментални максимални и минимални вредности на ограничувања на активна моќност, по генератор, за сите постројки за производство на електрична енергија кои учествуваат во управување на aFRR.
- (2) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕПСО, секој сопственик на HVDC систем или АС интерконектор во реално време му ги обезбедува на МЕПСО најмалку следниве податоци за точката на приклучување на HVDC системот или АС интерконекторот:
- a. положба на прекинувачите;
 - b. оперативен статус; и
 - c. активна и реактивна моќност.

Поглавје 5

Размена на податоци помеѓу МЕПСО и ОДС во врска со значајни модули за производство на електрична енергија поврзани на електродистрибутивната мрежа

член 48

Размена на структурни податоци

- (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕПСО, секој сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а), како и преку агрегација на значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(д) приклучени на дистрибутивниот систем, му ги обезбедува на МЕПСО следниве информации за соодветните модули за производство на електрична енергија, со фреквенцијата и нивото на детали што ги бара МЕПСО:
 - a. општи податоци за модулот за производство на електрична енергија, инсталиран капацитет и примарен извор на енергија или тип на гориво;
 - b. податоци за FCR за објекти за производство на електрична енергија согласно член 173 кои нудат или обезбедуваат FCR услуга;
 - c. податоци за FRR за објекти за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат FRR услуга;
 - d. податоци за RR за модули за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат RR услуга;
 - e. податоци за заштита;
 - f. способност за управување на реактивна моќност;
 - g. можност за далечински пристап до прекинувачот;
 - h. податоци потребни за динамички симулации, согласно одредбите од Регулативата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC;
 - i. напонско ниво и локација на секој модул за производство на електрична енергија.
- (2) Секој сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а) и (д) го информира МЕПСО и ОДС до чиј дистрибутивен систем има точка на приклучување, во договорениот рок и не подоцна од првото пуштање во работа или од било какви промени на постојната инсталација, за секоја промена во опсегот и содржината на податоците наведени во став (1).

член 49

Размена на планирачки податоци

- (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕПСО, секој сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а) и член 2(1)(д), приклучен на дистрибутивниот систем, на МЕПСО и на ОДС до кој има точка на приклучување, им ги доставува најмалку следниве податоци:
 - а. планирана нерасположливост, планирано ограничување на активна моќност и прогноза на планирано производство на активна моќност во точката на приклучување;
 - б. било какво прогнозирано ограничување на способноста за управување со реактивната моќност;
 - с. како исклучок од точките (а) и (б), во региони со централен диспечерски систем, податоците што ги бара МЕПСО за подготовка на распоредот за активна излезна моќност.

член 50

Размена на податоци во реално време

- (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на МЕПСО, секој сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а) и (д) приклучен на дистрибутивниот систем, во реално време на МЕПСО и на ОДС до кој има точка на приклучување им ги доставува најмалку следниве податоци:
 - а. статус на расклопните уреди во точката на приклучување; и
 - б. вредности на активна и реактивна моќност, струја, напон и фреквенција во точката на приклучување.
- (2) МЕПСО, во координација со одговорните ОДС, дефинира кои корисници на дистрибутивната мрежа може да бидат ослободени од доставување податоци во реално време директно до МЕПСО, наведени во став (1) од овој член. Во такви случаи, МЕПСО и ОДС се договараат за збирните податоци на засегнатите корисници на дистрибутивната мрежа кои треба да бидат доставени до МЕПСО во реално време.

член 51

Размена на податоци помеѓу ОЕПС и ОДС

во врска со значајни модули за производство на електрична енергија

- (1) Освен ако не е поинаку одредено од страна на ОЕПС, секој ОДС му ги доставува на својот ОЕПС информациите наведени во членовите 48, 49 и 50 со фреквенцијата и нивото на детали што ги бара ОЕПС.
- (2) Секој ОЕПС му ги става на располагање на ОДС, до чиј дистрибутивен систем се приклучени значајни корисници на мрежата (ЗКМ), информациите наведени во членовите 48, 49 и 50, како што бара ОДС.

- (3) ОЕПС може да побара дополнителни податоци од сопственик на објект за производство на електрична енергија со модул за производство на електрична енергија кој е значаен корисник на мрежата (ЗКМ) согласно член 2(1)(а) и (д) приклучен на дистрибутивниот систем, доколку тоа е потребно за анализа на оперативната сигурност и за валидација на модели.

Поглавје 6

Размена на податоци помеѓу МЕПСО и потрошувачки капацитети поврзани на електропреносна мрежа

член 52

Размена на податоци помеѓу ОЕПС и потрошувачки капацитети приклучени на преносната мрежа

- (1) Освен ако не е поинаку одредено од ОЕПС, потрошувачите приклучени на електропреносната мрежа ги доставуваат следниве структурни податоци до ОЕПС:
- податоци за трансформатори поврзани на електропреносниот систем;
 - карактеристики на оптоварување на потрошувачки капацитет; и
 - карактеристики на способноста за управување со реактивна моќност.
- (2) Освен ако не е поинаку одредено од ОЕПС, потрошувачите приклучени на електропреносната мрежа ги доставуваат следниве планирачки податоци до ОЕПС:
- планирана активна и прогнозирана реактивна потрошувачка на моќност ден однапред и во текот на денот, вклучително и било какви промени во плановите или прогнозата;
 - било какво прогнозирано ограничување на способноста за управување со реактивната моќност.
 - во случај на учество во одговор на страната на побарувачката, план на минималниот и максималниот опсег на моќност кој треба да биде ограничен.
- (3) Освен ако не е поинаку одредено од ОЕПС, потрошувачите приклучени на електропреносната мрежа ги доставуваат следниве податоци во реално време до ОЕПС:
- вредности на активна и реактивна моќност, струја, напон и фреквенција во точката на приклучување; и
 - минимален и максимален опсег на моќност што може да биде ограничен.
- (4) Потрошувачите приклучени на електропреносната мрежа ги доставуваат податоците од ставовите (1), (2) и (3) од овој член во согласност со Правилата за формата, содржината и динамиката на доставување и објавување на податоци, објавени на веб-страницата на МЕПСО.

член 53

Размена на податоци помеѓу ОЕПС и потрошувачки капацитети приклучени на дистрибутивната мрежа или трети страни што учествуваат во одговор на побарувачката

- (1) Освен ако не е поинаку одредено од МЕПСО, секој ЗКМ кој е потрошувачки капацитет приклучен на дистрибутивната мрежа и кој учествува во одговор на побарувачката, освен преку трета страна, им ги доставува на МЕПСО и на ОДС следниве планирачки и податоци во реално време:
 - (2) По какви било измени на планот за расположливост поради принудени испади и во согласност со временската рамка утврдена во членовите 7, 10 и 15 од Регулативата (ЕУ) бр. 543/2013, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2015/01/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, засегнатиот ОЕПС ја ажурира оперативното-планирачката податочна средина на ENTSO-E со најновите информации.
 - a. (а) структурен минимален и максимален расположив опсег на активна моќност за одговор на побарувачката и максимално и минимално времетраење на потенцијална употреба на таа моќност за одговор на побарувачката;
 - b. (б) прогноза на неограничена активна моќност расположива за одговор на побарувачката и секој планиран одговор на побарувачката;
 - c. (в) активна и реактивна моќност во реално време во точката на приклучување; и
 - d. (г) потврда дека се применуваат оценките на реалните вредности на одговорот на побарувачката.
 - (3) Освен ако не е поинаку одредено од МЕПСО, секој ЗКМ кој е трета страна што учествува во одговор на побарувачката, како што е дефинирано во член 27 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, во ден-однапред и блиску до реално време и во име на сите свои потрошувачки капацитети приклучени на дистрибутивната мрежа, им ги доставува на МЕПСО и на ОДС следниве податоци:
 - a. структурен минимален и максимален расположив опсег на активна моќност за одговор на побарувачката и максимално и минимално времетраење на потенцијална активација на одговор на побарувачката во конкретна географска област дефинирана од МЕПСО и ОДС;
 - b. прогноза на неограничена активна моќност расположива за одговор на побарувачката и секое планирано ниво на одговор на побарувачката во конкретна географска област дефинирана од МЕПСО и ОДС;
 - c. активна и реактивна моќност во реално време; и
 - d. потврда дека се применуваат оценките на реалните вредности на одговорот на побарувачката.

Глава 3 - Усогласеност

Поглавје 1

Улоги и одговорности

член 54

Одговорност на корисникот на преносна мрежа

- (1) Корисникот на електропреносната мрежа е должен да го извести МЕПСО за секоја планирана измена на неговите технички можности што може да има влијание врз неговата усогласеност со оперативните сигурносни барања, пред нејзиното извршување.
- (2) Корисникот на електропреносната мрежа е должен да го извести МЕПСО за било какви оперативни нарушувања во неговиот објект што можат да влијаат врз неговата усогласеност со барањата од овие правила, што е можно поскоро по нивната појава.
- (3) Секој ЗКМ го известува ОЕПС или ОДС до кој има точка на приклучување за планираните распоред(и) за тестирање и постапките што треба да се следат за проверка на усогласеноста на неговиот објект со барањата од овие правила, навремено и пред нивното започнување. ОЕПС или ОДС однапред и навремено ги одобрува планираните распореди и постапки за тестирање, при што одобрувањето не смее неразумно да се ускрати. Кога ЗКМ има точка на приклучување кон ОДС и, согласно став (2), комуницира само со ОДС, ОЕПС има право да побара од засегнатиот ОДС резултати од тестирања за усогласеност што се релевантни за оперативната сигурност на неговиот преносен систем.
- (4) По барање на МЕПСО, во согласност со член 41(2) од Регултивата (ЕУ) 2016/631, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/03/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, и член 35(2) од Регултивата (ЕУ) 2016/1388, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2018/05/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, корисникот ќе изврши тестови за усогласеност и симулации во согласност со овие правила во секое време во текот на целиот животен век на неговиот објект и особено по било каква грешка, измена или замена на било која опрема, која може да има влијание врз усогласеноста на објектот со барањата од овие правила во однос на можноста на објектот да ги постигне декларираниите вредности, временските барања кои се применуваат за тие вредности и достапноста или договореното обезбедување системски услуги. Трети страни кои обезбедуваат одговор на побарувачката директно до ОЕПС, даватели на редиспечирање на модули за производство на електрична енергија или потрошувачки капацитети по пат на агрегација, како и други даватели на резерви на активна моќност, обезбедуваат објектите во нивното портфолио да се усогласени со барањата од овие правила.

член 55

Одговорност на МЕПСО во врска со работата на системот

- (1) МЕПСО е одговорен за обезбедување оперативна сигурност на својата контролната област, и особено ќе:
 - a. развива и имплементира алатки за работа, кои се релевантни за неговата контролна област и се поврзани со работењето во реално време и оперативното планирање;
 - b. развива и имплементира алатки и решенија за спречување и отстранување на пореметувања;
 - c. користи услуги обезбедени од трети страни, преку набавка кога е применливо, како што се редиспечинг или контратргување, управување со загушувања, резерви за производство и други системски услуги;
 - d. го почитува размерот (скалата) за класификација на инциденти усвоена од ЕНТСО Е и до ЕНТСО Е ги доставува информациите потребни за извршување на задачите поврзани со подготовка и одржување на скалата за класификација на инциденти; и
 - e. на годишно ниво ја следи соодветноста на алатките за работа на мрежата воспоставени согласно точките (a) и (б), кои се потребни за одржување на оперативната сигурност.
- (2) Секој ОЕПС идентификува соодветни унапредувања на тие алатки, земајќи ги предвид годишните извештаи подготвени од ENTSO-E врз основа на скалата за класификација на инциденти согласно член 15. Идентификуваните унапредувања последователно ги имплементира ОЕПС.

Поглавје 2

Оперативно тестирање

член 56

Начела и одговорности

- (1) МЕПСО може да изврши оперативно тестирање на елементите на електропреносниот систем под симулирани оперативни услови и за ограничен временски период. Во таков случај, МЕПСО обезбедува известување во одредено време и пред почетокот на тестот и го минимизира ефектот врз работата на системот во реално време. Оперативното тестирање има за цел да обезбеди:
 - a. доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски оперативни одредби од овие правила за нов елемент на преносниот систем при неговото прво пуштање во работа;
 - b. доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски оперативни одредби од овие правила за нов објект на ЗКМ или на ОДС при неговото прво пуштање во работа;

- c. доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски оперативни одредби од овие Правила по било каква промена на елемент на преносниот систем или на објект на ЗКМ или ОДС, која е релевантна за работа на системот;
 - d. проценка на можни негативни ефекти од дефект, куса врска или друг непланиран и неочекуван инцидент во работењето на системот, врз елементот на преносниот систем или врз објектот на ЗКМ или ОДС;
 - e. да се обезбеди правилно функционирање на елементите на електропреносниот систем;
 - f. да ги одржува постојните и да развива нови оперативни практики,
 - g. да обезбеди исполнување на системски услуги, и
 - h. да се обезбедат информации за перформансите на елементите од електропреносниот систем и корисниците под какви било работни услови, во однос на:
 - i. контролирана примена на фреквентни или напонски варијации со цел прибирање информации за однесувањето на преносниот систем и неговите елементи; и
 - ii. тестирање на оперативни практики во вонредна состојба и состојба на повторно воспоставување.
- (2) МЕРСО ќе обезбеди оперативното тестирање да не ја загрози оперативната сигурност на електропреносниот систем. Секое оперативно тестирање може да биде одложено или прекинато заради непланирани услови на системот, или заради безбедност на персоналот, пошироката јавност, на постројката или апаратурата што се тестира, или на елементите на електропреносниот систем или на објектите на ОДС или корисниците на електропреносниот систем.
- (3) Во случај на влошување на состојбата на преносниот систем во кој се спроведува оперативното тестирање, ОЕПС на тој преносен систем има право да го прекине оперативното тестирање. Доколку спроведувањето на тест влијае и врз друг ОЕПС и неговата состојба на системот исто така е влошена, ОЕПС, ЗКМ или ОДС што го спроведува тестот, веднаш по известување од засегнатиот ОЕПС, без одлагање го прекинува оперативниот тест.
- (4) Секој ОЕПС обезбедува резултатите од релевантните оперативни тестови, заедно со сите поврзани анализи, да бидат:
- a. користени како влезни податоци во процесот за истражување и развој на ENTSO-E за електрична енергија; и
 - b. користени како влезни податоци во процесот за истражување и развој на ENTSO-E за електрична енергија; и
 - c. користени за унапредување на оперативните практики, вклучително и оние во вонредна состојба и состојба на повторно воспоставување.

член 57

Спроведување на оперативни тестови и анализи

- (1) Секој ОЕПС или ОДС до кој ЗКМ има точка на приклучување го задржува правото, во секое време во текот на целиот животен век на постројката, да ја тестира усогласеноста на ЗКМ со барањата од овие Правила, очекуваниот влез или излез на ЗКМ и договореното обезбедување помошни услуги од страна на ЗКМ. Постапката за тие оперативни тестови ОЕПС или ОДС му ја соопштува на ЗКМ навремено пред започнување на оперативниот тест.
- (2) ОЕПС или ОДС до кој ЗКМ има точка на приклучување ја објавува листата на информации и документи што ЗКМ треба да ги достави, како и барањата што ЗКМ треба да ги исполни за оперативно тестирање на усогласеноста. Листата опфаќа најмалку:
 - a. целата документација и сертификати за опрема што треба да ги достави ЗКМ;
 - b. детали за техничките податоци на постројката на ЗКМ кои се релевантни за работа на системот;
 - c. барања за модели за проценка на динамичка стабилност; и
 - d. студии изготвени од ЗКМ кои го покажуваат очекуваниот исход од проценката на динамичка стабилност, кога е применливо.
- (3) Кога е применливо, секој ОЕПС или ОДС ја објавува распределбата на одговорности на ЗКМ и на ОЕПС или ОДС за оперативно тестирање на усогласеноста.

Глава 4 - Обука

член 58

Програма за обука

- (1) Во рок од 18 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, секој ОЕПС развива и усвојува програма(и) за обука.
- (2) Програмите за обука на ОЕПС опфаќаат познавање на елементите на преносниот систем, работењето на преносниот систем, користење на системите и процесите на работното место, меѓу-ОЕПС операции, пазарни аранжмани, препознавање и реагирање на исклучителни ситуации во работењето на системот, активности и алатки за оперативно планирање.
- (3) (3) Вработените кај ОЕПС задолжени за работа во реално време на електропреносниот систем, како дел од нивната почетна обука, поминуваат обука за интероперабилност меѓу електропреносните системи, заснована на оперативни искуства и повратни информации од заедничките обуки спроведени со соседните ОЕПСи согласно член 63. Обуката за интероперабилност вклучува подготовка и активирање координирани корективни мерки потребни во сите состојби на системот.
- (4) Секој ОЕПС во својата програма за обука за вработените задолжени за работа во реално време на електропреносниот систем ги вклучува фреквенцијата на обуките и следниве компоненти:
 - a. опис на елементите на електропреносниот систем;

- b. работење на електропреносниот систем во сите состојби на системот, вклучително и повторно воспоставување;
 - c. користење на системите и процесите на работното место;
 - d. координација на меѓу-ОЕПС операции и пазарни аранжмани;
 - e. препознавање и реагирање на исклучителни оперативни ситуации;
 - f. релевантни области од електроенергетското инженерство;
 - g. релевантни аспекти на внатрешниот пазар на електрична енергија на Енергетската заедница;
 - h. релевантни аспекти од мрежните кодекси или насоки усвоени согласно членовите 59 и 61 од Регулацијата (ЕУ) 2019/943, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет;
 - i. безбедност и сигурност на лицата и на нуклеарна и друга опрема при работа на електропреносниот систем;
 - j. меѓу-ОЕПС соработка и координација при работа во реално време и во оперативно планирање на ниво на главните контролни простории, кои се спроведуваат на англиски јазик, освен ако не е поинаку определено;
 - k. заедничка обука со ОДС приклучени на преносната мрежа и со корисници, кога е соодветно;
 - l. бихевиорални вештини, со посебен фокус на управување со стрес, човечко постапување во критични ситуации, вештини за одговорност и мотивација; и
 - m. практики и алатки за оперативно планирање, вклучително и оние што се користат со релевантниот регионален координативен центар при оперативното планирање.
- (5) Програмата за обука за вработените задолжени за оперативно планирање треба да ги вклучи најмалку аспектите од точките (в), (ѓ), (е), (ж), (и) и (л) од став (4).
- (6) Програмата за обука за вработените задолжени за балансирање треба да ги вклучи најмалку аспектите од точките (в), (е) и (ж) од став (4).
- (7) Секој ОЕПС води евиденција за програмите за обука на вработените за целиот период на нивното вработување. По барање на надлежниот регулаторен орган, секој ОЕПС го доставува опсегот и деталите на своите програми за обука.
- (8) Секој ОЕПС ги преиспитува своите програми за обука најмалку еднаш годишно или по значајни системски промени. Секој ОЕПС ги ажурира своите програми за обука за да ги одразат променливите оперативни околности, правилата на пазарот, конфигурацијата на мрежата и карактеристиките на системот, со посебен фокус на новите технологии, промените во шемите на производство и побарувачка и еволуцијата на пазарот.

член 59

Услови за обука

- (1) Програмите за обука на секој ОЕПС за вработените задолжени за работа во реално време вклучуваат обука на работното место и обука вон оперативна средина. Обуката на работното место се спроведува под надзор на искусен вработен задолжен за работа

во реално време. Обуката вон оперативна средина се спроведува во средина што ја симулира контролната просторија и со детали за моделирање на мрежата на ниво соодветно на задачите за кои се спроведува обуката.

- (2) Секој ОЕПС спроведува обука за вработените задолжени за работа во реално време врз основа на сеопфатна база на податоци од модели на својата мрежа, со соодветни податоци од други мрежи најмалку од обсервабилната област, на ниво на детали доволно за да се реплицираат меѓу-ОЕПС оперативни прашања. Сценаријата за обука се засноваат на реални и симулирани состојби на системот. Кога е релевантно, се симулира и улогата на ОДС приклучени на преносната мрежа и на корисниците, освен ако тие не можат директно да се претстават преку заеднички обуки.
- (3) (3) Секој ОЕПС ја координира обуката вон оперативна средина на вработените задолжени за работа во реално време со ОДС приклучени на преносната мрежа и со корисниците во однос на влијанието на нивните постројки врз работата во реално време на електропреносниот систем, на сеопфатен и пропорционален начин, одразувајќи ја актуелната топологија на мрежата и карактеристиките на секундарната опрема. Кога е релевантно, ОЕПС, ОДС приклучени на преносната мрежа и корисниците спроведуваат заеднички симулации или работилници за обука вон оперативна средина.

член 60

Координатори за обука и обучувачи

- (1) Одговорностите на координаторот за обука вклучуваат проектирање, следење и ажурирање на програмите за обука, како и определување на:
 - a. квалификациите и постапката за избор на вработени кај ОЕПС кои ќе бидат обучувани;
 - b. обуката потребна за сертификација на вработените кај операторот на системот задолжени за работа во реално време;
 - c. процесите, вклучително и релевантната документација, за почетните и континуираните програми за обука;
 - d. процесот за сертификација на вработените кај операторот на системот задолжени за работа во реално време; и
 - e. процесот за продолжување на периодот на обука и периодот на сертификација за вработените кај операторот на системот задолжени за работа во реално време.
- (2) Секој ОЕПС ги утврдува вештините и нивото на компетентност на обучувачите на работното место. Обучувачите на работното место треба да имаат соодветно ниво на оперативно искуство по нивната сертификација.
- (3) Секој ОЕПС води регистар на вработени задолжени за работа во реално време кои ја извршуваат функцијата на обучувачи на работното место и ја преиспитува нивната способност за обезбедување практична обука при одлучување за продолжување на нивната сертификација.

член 61

Сертификација на вработените во ОЕПС одговорни за оперативна работа во реално време (Оперативен водител на ЕЕС)

- (1) Едно лице може да стане вработен кај операторот на системот задолжен за работа во реално време, под услов да е обучено и потоа сертифицирано од страна на назначен претставник на својот ОЕПС за засегнатите задачи, во рокот утврден во програмата за обука. Вработен задолжен за работа во реално време не смее да работи без надзор во контролната просторија, освен ако е сертифициран.
- (2) Во рок од 18 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, секој ОЕПС дефинира и имплементира процес за сертификација на вработените задолжени за работа во реално време, вклучително и нивото на компетентност.
- (3) Вработените задолжени за работа во реално време се сертифицираат по успешна формална оценка која опфаќа усен и/или писмен испит и/или практична проверка со однапред дефинирани критериуми за успех.
- (4) ОЕПС чува копија од издадениот сертификат и од резултатите од формалната оценка. По барање на надлежниот регулаторен орган, ОЕПС доставува копија од евиденцијата за полагањето за сертификација.
- (5) Секој ОЕПС го евидентира периодот на важност на сертификацијата издадена на секој вработен задолжен за работа во реално време.
- (6) Секој ОЕПС го утврдува максималниот период на важност на сертификацијата, кој не смее да надмине 5 години, но може да се продолжи врз основа на критериуми утврдени од секој ОЕПС и може да го земе предвид учеството на вработените задолжени за работа во реално време во континуирана програма за обука со доволно практично искуство.

член 62

Јазик на комуникација помеѓу вработените во ОЕПС одговорни за оперативна работа во реално време (Оперативен водител на ЕЕС)

- (1) Освен ако не е поинаку договорено, заедничкиот јазик за контакт помеѓу вработените на ОЕПС и вработените на соседниот ОЕПС е англиски јазик.
- (2) Секој ОЕПС ги обучува релевантните вработени задолжени за работа во реално време за да постигнат соодветни јазични вештини во заедничките контакт јазици договорени со соседните ОЕПСи.

член 63

Соработка помеѓу ОЕПС-и и спроведување на обуки

- (1) Секој ОЕПС организира редовни обуки со соседните ОЕПСи за да се подобри познавањето на карактеристиките на соседните преносни системи, како и комуникацијата и координацијата помеѓу вработените на соседните ОЕПСи задолжени за работа во реално време. Меѓу-ОЕПС обуката вклучува детално познавање на координираните дејства потребни во секоја состојба на системот.
- (2) Секој ОЕПС, во соработка најмалку со соседниот ОЕПС, ја утврдува потребата и фреквенцијата за заеднички обуки, вклучително и минималната содржина и опсег,

земајќи го предвид нивото на меѓусебно влијание и потребната оперативна соработка. Оваа меѓу-ОЕПС обука може да вклучува, но не треба да се ограничи на, заеднички работилници и заеднички симулаторски сесии.

- (3) Секој ОЕПС учествува со други ОЕПСи, најмалку еднаш годишно, во обуки за управување со меѓу-ОЕПС прашања во работењето во реално време. Фреквенцијата се утврдува земајќи го предвид нивото на меѓусебно влијание на преносните системи и типот на интерконекција — врски на еднонасочна/наизменична струја.
- (4) Секој ОЕПС разменува искуства од работењето во реално време, вклучително и посети и размена на искуства помеѓу вработените задолжени за работа во реално време, со соседните ОЕПСи, со секој ОЕПС со кој постои или постоела меѓу-ОЕПС оперативна интеракција, како и со релевантниот регионален координативен центар.

ДЕЛ 3 - Оперативно планирање

Глава 1 - Податоци за оперативни анализи на сигурност во оперативно планирање

член 64

Општи одредби во врска со индивидуалните и заедничките мрежни модели

- (1) За спроведување анализа на оперативната сигурност согласно Глава 2 од овој Дел, секој ОЕПС подготвува индивидуални мрежни модели во согласност со методологиите утврдени со примена на член 17 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, и член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, за секоја од следниве временски рамки, применувајќи го форматот на податоци утврден согласно член 114(1) од Регулативата (ЕУ) 2017/1485:
 - a. година-однапред (за следната година) согласно членовите 66, 67 и 68 од овие Правила;
 - b. онаму каде што е применливо, недела-однапред (за следната недела) согласно со член 69 од овие Правила;
 - c. ден-однапред (за следниот ден) согласно член 70 од овие Правила; и
 - d. во текот на денот согласно член 70 од овие Правила.
- (2) Индивидуалните мрежни модели ги содржат структурните информации и податоци утврдени во член 41 од овие Правила.
- (3) МЕПСО ги подготвува индивидуалните мрежни модели и регионалниот координативен центар придонесува во процесот на формирање на заеднички мрежни модели, применувајќи го форматот на податоци утврден согласно член 114(1) од Регулативата (ЕУ) 2017/1485.

член 65

Сценарија за следната година

- (1) МЕПСО заедно со другите оператори на електропреносни системи развиваат заедничка листа на сценарија за следната година. Тие сценарија овозможуваат идентификација и оценување на влијанието на меѓусебно поврзаниот електропреносен систем врз оперативната сигурност. Сценаријата ги вклучуваат најмалку следниве променливи:
 - a. потрошувачка на електрична енергија;
 - b. условите кои се однесуваат на придонесот на обновливите извори на енергија;
 - c. утврдени позиции за увоз/извоз, вклучувајќи ги и договорените референтни вредности за позициите;
 - d. модел (шема) на производство, со целосно расположлив произведен парк;
 - e. развој на мрежата во текот на следната година.
- (2) При изработка на заедничката листа на сценарија, ОЕПСите ги земаат предвид следниве елементи:
 - a. типичните обрасци на прекугранична размена за различни нивоа на потрошувачка и на обновливи извори на енергија и конвенционално производство;
 - b. веројатноста за појава на сценаријата;
 - c. можните отстапувања од оперативните сигурносни ограничувања за секое сценарио; и
 - d. количината на моќност произведена и потрошена од производни постројки и потрошувачки капацитети приклучени на дистрибутивните системи.
- (3) Доколку ОЕПСите не успеат да воспостават заедничка листа на сценарија наведена во став (1), ги користат следниве стандардни сценарија:
 - a. Зимски максимум, 3-та среда во јануари тековната година, 10:30 по средноевропско време (CET);
 - b. Зимска просечна вредност, 2-ра недела во јануари тековната година, 03:30 по средноевропско време (CET);
 - c. Пролетен максимум, 3-та среда во април тековната година, 10:30 по средноевропско време (CET);
 - d. Пролетна просечна вредност, 2-ра недела во април тековната година, 03:30 по средноевропско време (CET);
 - e. Летен максимум, 3-та среда во јули претходната година, 10:30 по средноевропско време (CET);
 - f. Летна просечна вредност, 2-ра недела во јули претходната година, 03:30 по средноевропско време (CET);
 - g. Есенски максимум, 3-та среда во октомври претходната година, 10:30 по средноевропско време (CET);

- h. Есенска просечна вредност, 2-ра недела во октомври претходната година, 03:30 по средноевропско време (CET).
- (4) ОЕПСите од Договорните страни ја применуваат заедничката листа на сценарија утврдена за следната година и усвоена во согласност со Регулативата (EY) 2017/1485.

член 66

Индивидуални мрежни модели за следната година

- (1) МЕРСО подготвува индивидуален мрежен модел за следната година, користејќи ги своите најдобри проценки на променливите за секое сценарио дефинирано во Член 65. МЕРСО ќе ги објави своите индивидуални модели на мрежата за следната година на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (2) При дефинирање на својот индивидуален мрежен модел за следната година, секој ОЕПС:
- a. се договара со соседните ОЕПСи за проценетите текови на моќност на HVDC системите што ги поврзуваат нивните контролни области;
 - b. за секое сценарио ја балансира сумата на:
 - i. нетираните размени на AC водови;
 - ii. проценетите текови на моќност на HVDC системите;
 - iii. оптоварувањето, вклучително и проценка на загубите; и
 - iv. производството.
- (3) МЕРСО во своите индивидуални мрежни модели за следната година ги вклучува агрегираните излезни моќности на објекти за производство на електрична енергија приклучени на електродистрибутивните системи. Овие збирни излезни моќности треба:
- a. да бидат конзистентни со структурните податоци согласно Членови 41, 43, 45 и 48;
 - b. да бидат конзистентни на сценаријата развиени во согласност со Член 64 и
 - c. да го разликуваат типот на примарен извор на енергија.

член 67

Заеднички мрежен модел за следната година

- (1) Во рок од 6 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, ОЕПСите ја применуваат методологијата за изработка на заедничките мрежни модели за следната година од индивидуалните мрежни модели утврдени согласно член 64(1), како и за нивно чување.
- (2) Секој ОЕПС има право да побара од друг ОЕПС било какви информации за измени на топологијата на мрежата или за оперативни аранжмани, како што се зададени вредности на заштитата или системски шеми за заштита, еднолиниски дијаграми и конфигурации на трафостаници, или дополнителни мрежни модели релевантни за обезбедување точна претстава на електропреносниот систем за целите на спроведување анализи на оперативната сигурност.

член 68

Ажурирања на индивидуалните и заедничките мрежни модели за следната година

- (1) Кога ОЕПС ќе измени или ќе забележи измена на своите најдобри проценки на променливите што се користат за утврдување на неговиот индивидуален мрежен модел за следната година согласно член 64(1), и таа измена е значајна за оперативната сигурност, тој го ажурира својот индивидуален мрежен модел за следната година и го објавува на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.
- (2) Секогаш кога индивидуален мрежен модел се ажурира, заедничкиот мрежен модел за следната година се ажурира соодветно, применувајќи ја методологијата утврдена согласно член 67(1).

член 69

Индивидуални и заеднички мрежни модели за следната недела

- (1) Доколку е потребно, МЕПСО заедно со другите оператори на електропреносни системи ги утврдува најрепрезентативните сценарија за координација на оперативните анализи на сигурност на неговиот електропреносен систем за следната недела и заеднички развиваат методологија за спојување на индивидуалните мрежни модели во согласност со член 67(1).
- (2) МЕПСО ги подготвува или ги ажурира своите индивидуални мрежни модели за следната недела, во согласност со сценаријата утврдени согласно став (1) од овој член.
- (3) МЕПСО или трети страни на кои им е делегирана задачата од став (1) од овој член, ги составуваат заедничките мрежни модели за следната недела, следејќи ја методологијата развиена во согласност со став (1) и користејќи ги индивидуалните мрежни модели утврдени во согласност со став (2).

член 70

Методологија за подготовка на заеднички мрежни модели за следниот ден и заеднички мрежни модели за тековниот ден

- (1) Во рок од 6 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, МЕПСО ја применува методологијата за подготовка на индивидуални мрежни модели за следниот ден и индивидуални мрежни модели за тековниот ден, како и за нивно чување, и ги објавува на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.
- (2) Секој ОЕПС изработува индивидуални мрежни модели за ден-однапред и за текот на денот во согласност со став (1) и ги објавува на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.
- (3) При креирање на индивидуални мрежни модели за следниот ден и модели за тековниот ден, МЕПСО вклучува:
 - a. ажурирани прогнози за оптоварување и производство;
 - b. резултати од пазарни процеси за следниот и тековниот ден (ден-однапред, во текот на денот);
 - c. резултати од планирање на трансакции (планирање) опишани во Наслов 6 од Дел III;

- d. за објекти за производство на електрична енергија поврзани со електродистрибутивни системи, агрегирано производство на активна моќност согласно видот на примарен извор на енергија, во согласност со податоците дадени во членовите 40, 43, 44, 48, 49 и 50 од овие Правила;
 - e. ажурирана топологија на електропреносниот систем.
- (4) Сите корективни мерки што веќе се одлучени се вклучуваат во индивидуалните мрежни модели за ден-однапред и во текот на денот и треба јасно да се разликуваат од инјекциите и повлекувањата утврдени согласно член 40(4) и од топологијата на мрежата без применети корективни мерки.
 - (5) Секој ОЕПС ја оценува точноста на променливите од став (3) споредувајќи ги со нивните реални вредности, земајќи ги предвид начелата утврдени согласно член 75(1)(в).
 - (6) Доколку, по оценката наведена во став (5), ОЕПС смета дека точноста на променливите е недоволна за да се оцени оперативната сигурност, ги утврдува причините за неточноста. Доколку причините зависат од процесите на ОЕПС за изработка на индивидуалните мрежни модели, тој ги преиспитува тие процеси за да добие поточни резултати. Доколку причините зависат од променливи доставени од други страни, ОЕПС заедно со тие други страни ќе настојува да обезбеди променливите да бидат точни.

член 71

Контрола на квалитетот на мрежните модели

- (1) При дефинирање на контролите за квалитет во согласност со членовите 67(1)(б) и 70(1)(в), сите ОЕПСи заеднички утврдуваат контроли кои имаат за цел најмалку да проверат:
 - a. усогласеноста на статусот на поврзување на интерконекторите;
 - b. дека напонските вредности се во рамките на вообичаените оперативни вредности за оние елементи на преносниот систем што имаат влијание врз други контролни области;
 - c. усогласеноста на транзиентните прифатливи преоптоварувања на интерконекторите; и
 - d. дека инјекциите или повлекувањата на активна и реактивна моќност се компатибилни со вообичаените оперативни вредности.

Глава 2 - Анализа на оперативната сигурност

член 72

Анализи на оперативната сигурност во процесот на оперативно планирање

- (1) МЕПСО врши координирани анализи на оперативната сигурност најмалку за следниве временски рамки:
 - a. година-однапред (за следната година);
 - b. онаму каде што е применливо, недела-однапред (за следната недела);

- c. ден-однапред (за следниот ден); и
 - d. во текот на денот.
- (2) При спроведување на координирани анализи на оперативната сигурност, МЕПСО ја применува актуелната методологија согласно член 75 од овие Правила..
 - (3) За извршување на анализи на оперативната сигурност, МЕПСО, во N-состојба, го симулира секој случаен испад од листата на случајни испади во согласност со член 33 и потврдува дека, во (N-1)-состојба, оперативните сигурносни граници дефинирани во согласност со член 22 од овие правила не се надминати во неговата контролна област.
 - (4) МЕПСО ги извршува своите анализи на оперативна сигурност користејќи ги вообичаените заеднички мрежни модели во согласност со членовите 67, 68 и 70 и, кога е применливо, член 69, и ги зема предвид планираните исклучувања при извршувањето на тие анализи.
 - (5) МЕПСО ги споделува резултатите од своите анализи на оперативна сигурност најмалку со операторите на електропреносните системи чии елементи се вклучени во обзervationалната област на МЕПСО и истите се засегнати согласно тие анализи на оперативна сигурност, со цел да им овозможи на тие оператори да проверат дали се почитуваат оперативните сигурносни ограничувања во рамките на нивните контролни области.

член 73

Анализи на оперативна сигурност за година-однапред, до и вклучително недела-однапред

- (1) МЕПСО врши анализи на оперативна сигурност за година-однапред и ако е применливо недела-однапред со цел да ги утврди најмалку следниве ограничувања:
 - a. текови на моќност и напони кои ги надминуваат оперативните сигурносни граници;
 - b. нарушување на сигурносните граници на електропреносниот систем во согласност со 38(2) и став (6) и
 - c. нарушување на границите за куси врски.
- (2) Кога МЕПСО ќе открие можно ограничување, треба да дефинира корективни во согласност со членовите 20 до 23. Доколку корективните мерки не се без трошоци и ограничувањето е поврзано со планирана нерасположливост на некои релевантни средства, ограничувањето претставува неусогласеност во процесот на планирање на исклучувањата, и МЕПСО ќе иницира координација на исклучувањето во согласност со членовите 95 или 100 во зависност од годината и времето кога треба да започне оваа активност.

член 74

Анализи на оперативна сигурност за ден-однапред, во текот на денот и блиску до реалното време

- (1) МЕПСО врши анализи на оперативна сигурност за ден-однапред, во текот на денот и блиску до реалното време со цел да ги согледа можните ограничувања и да подготви и активира корективни мерки, доколку е потребно и со други засегнати оператори на електропреносни системи, ОДС-а или корисниците.

- (2) МЕПСО ги следи прогнозите на оптоварувањето и производството. Кога кај прогнозите се јавуваат големи девијации МЕПСО мора да ги обнови своите анализи на оперативна сигурност.
- (3) Кога во својата обсервабилна област се вршат анализи на оперативна сигурност близу до реално време, МЕПСО треба да ги користи алатките за проценка на состојбата на системот во склоп на SCADA/EMS системите.

член 75

Методологија за координација на анализата на оперативната сигурност

- (1) Во рок од 12 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, ОЕПСите ја применуваат методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност.
- (2) Методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност ја утврдува најмалку:
 - a. обсервабилната област;
 - b. листата на случајни испади;
 - c. моделите и податоците што се користат за анализи;
 - d. процесите за размена на резултати и координација на корективни мерки; и
 - e. правилата за квалитет/валидација на заедничките мрежни модели и резултатите.
- (3) Методологијата се применува за сите релевантни временски рамки на оперативно планирање и ја уредува координацијата помеѓу ОЕПСите и релевантниот регионален координативен центар, вклучително и ажурирања во текот на денот кога се применливо.
- (4) Методологијата ги утврдува правилата за тоа кога и како резултатите од координираните анализи на оперативната сигурност се споделуваат, како и начинот на координација при идентификување ограничувања и подготовка на корективни мерки.
- (5) Методологијата ги утврдува правилата за управување со ажурирања на податоците и моделите, вклучително и рокови, формат и минимални барања за точност за да се обезбеди конзистентност на координираните пресметки.
- (6) ОЕПСите ја преиспитуваат и, по потреба, ја ажурираат методологијата, и ги применуваат одобрените измени во согласност со постапките за одобрување на услови и методологии.
- (7) Не е применливо.
- (8) Не е применливо.

член 76

Предлог за регионална координација на оперативна сигурност

- (1) Во рок од 3 месеци по примената на методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност од член 75(1), сите ОЕПСи од секој регион за пресметка на капацитет, утврден во согласност со член 15(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, заеднички развиваат предлог за заеднички одредби за регионална координација на

оперативната сигурност, кои ќе ги применуваат регионалниот координативен центар и ОЕПСите од регионот за пресметка на капацитет. Предлогот ги почитува методологиите за координација на анализата на оперативната сигурност развиени во согласност со член 75(1) и, кога е потребно, ги дополнува методологиите развиени во согласност со членовите 35 и 74 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС. Предлогот утврдува:

- a. условите и фреквенцијата на координација во текот на денот на анализата на оперативната сигурност и ажурирањата на заедничкиот мрежен модел од страна на регионалниот координативен центар;
 - b. методологија за подготовка на корективни мерки што се управуваат на координиран начин, земајќи ја предвид нивната прекугранична релевантност утврдена во согласност со член 35 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС на Министерскиот совет, земајќи ги предвид барањата од членовите 20 до 23 и утврдувајќи најмалку:
- (2) При утврдување дали загушувањата имаат прекугранична релевантност, ОЕПСите ги земаат предвид загушувањата што би се појавиле во отсуство на размена на енергија помеѓу контролните области.

член 77

Организација за регионална координација на оперативната сигурност

- (1) Овој член се поврзува со одлуката на ACER за утврдување на региони за пресметка на капацитет (<...>).

член 78

Регионална координација за оперативна сигурност

- (1) Секој ОЕПС му ги обезбедува на регионалниот координативен центар сите информации и податоци потребни за извршување на координираната регионална проценка на оперативната сигурност, вклучително најмалку:
- a. ажурирана листа на случајни испади, утврдена според критериумите дефинирани во методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност применета во согласност со член 75(1);
 - b. ажурирана листа 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, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС, ако корективната мерка вклучува редиспечинг или контратргување, со цел да придонесе за намалување на секое ограничување идентификувано во регионот; и
 - c. оперативните сигурносни ограничувања утврдени во согласност со член 25.
- (2) Секој регионален координативен центар:
- a. ја извршува координираната регионална проценка на оперативната сигурност во согласност со член 76, врз основа на заедничките мрежни модели утврдени во согласност со член 79, листата на случајни испади и оперативните сигурносни ограничувања доставени од секој ОЕПС согласно став (1). Резултатите од проценката ги доставува најмалку до сите ОЕПСи од регионот за пресметка на

капацитет. Кога ќе детектира ограничување, му препорачува на релевантните ОЕПСи најефективни и економски најефикасни корективни мерки и може да препорача и корективни мерки различни од оние што ги доставиле ОЕПСите. Препораките се придружени со објаснување на нивната основа;

- b. ја координира подготовката на корективни мерки со и помеѓу ОЕПСите во согласност со член 76(1)(б), за да им овозможи на ОЕПСите координирано активирање на корективни мерки во реално време.
- (3) При извршување на координираната регионална проценка на оперативната сигурност и при идентификација на соодветни корективни мерки, секој регионален координативен центар се координира со другите регионални координативни центри.
- (4) Кога ОЕПС ќе ги прими резултатите од координираната регионална проценка на оперативната сигурност од релевантниот регионален координативен центар со предлог за корективна мерка, тој ја оценува препорачаната корективна мерка за елементите вклучени во мерката и лоцирани во неговата контролна област. При тоа, ги применува одредбите од член 20. ОЕПС одлучува дали да ја имплементира препорачаната корективна мерка. Доколку одлучи да не ја имплементира, му доставува образложение за таа одлука на регионалниот координативен центар. Доколку одлучи да ја имплементира, ја применува мерката за елементите лоцирани во неговата контролна област, под услов да е компатибилна со условите во реално време.

член 79

Подготовка на заеднички модел на мрежа

- (1) Регионалниот координатор за сигурност го проверува квалитетот на индивидуалните мрежни модели со цел да придонесе во формирањето на заедничкиот модел на мрежа за секоја временска рамка во согласност со и член 70 од овие Правила.
- (2) МЕПСО ќе му го стави на располагање индивидуалниот модел на мрежа за секоја временска рамка на својот регионален координатор за сигурност кој е неопходен за подготовка на заеднички мрежен модел преку ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (3) Кога е потребно, регионалниот координатор за сигурност ќе побара од МЕПСО да го корегира својот индивидуален модел на мрежа за да се постигне неговата сообразност со контролите за квалитет и за неговото подобрување.
- (4) МЕПСО ги корегира своите индивидуални мрежни модели, откако ќе ја потврди потребата од корекција доколку е применливо, врз основа на барањата на регионалниот координатор за сигурност или друг оператор на електропреносен систем.
- (5) Во согласност со методологиите наведени во членовите 67(1) и 70(1), и во согласност со член 28 од Регулацијата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, регионалниот координатор за сигурност е должен да подготви заеднички мрежен модел за сите временски рамки и истиот да се чува на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.

член 80

Регионална координација на исклучувањата

- (1) Регионите за координација на исклучувања во рамките на кои ОЕПСите спроведуваат координација на исклучувања треба да бидат најмалку еднакви на регионите за пресметка на капацитет, утврдени во согласност со член 15(1) од Регулацијата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕнС на Министерскиот совет.
- (2) ОЕПСите од два или повеќе региони за координација на исклучувања можат да се договараат да ги спојат во еден единствен регион за координација на исклучувања. Во тој случај, тие го идентификуваат регионалниот координативен центар кој ги извршува задачите наведени во член 77(3) од Регулацијата (ЕУ) 2017/1485.
- (3) Секој ОЕПС му доставува на регионалниот координативен центар информации потребни за откривање и решавање неусогласености во планирање на исклучувања на регионално ниво, вклучително најмалку:
 - a. плановите за расположливост на неговите внатрешни релевантни средства, зачувани на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E;
 - b. најновите планови за расположливост за сите нерелевантни средства во неговата контролна област кои:
 - i. можат да влијаат врз резултатите од анализата на неусогласеност во планирање на исклучувања; и
 - ii. се моделираат во индивидуалните мрежни модели кои се користат за оценка на неусогласеностите на исклучувања;
 - c. сценарија врз основа на кои треба да се испитуваат неусогласеностите во планирање на исклучувања и кои се користат за изработка на соодветните заеднички мрежни модели, добиени од заедничките мрежни модели за различни временски рамки утврдени во согласност со членовите 67 и 79.
- (4) Секој регионален координативен центар врши регионални анализи на оперативната сигурност врз основа на информациите доставени од релевантните ОЕПСи со цел да открие било каква неусогласеност во планирање на исклучувања. Регионалниот координативен центар на сите ОЕПСи од регионот за координација на исклучувања им доставува листа на детектирани неусогласености во планирање на исклучувања и решенијата што ги предлага за нивно отстранување.
- (5) При извршување на своите обврски согласно став (4), секој регионален координативен центар ги координира своите анализи со другите регионални координативни центри.
- (6) При извршување на своите обврски во согласност со член 98(3) и член 100(4)(б), сите ОЕПСи ги земаат предвид резултатите од проценката доставена од регионалниот координативен центар во согласност со ставовите (3) и (4).

член 81

Проценка на регионална адекватност

- (1) Секој регионален координативен центар врши проценки на регионална адекватност најмалку за временската рамка недела-однапред.

- (2) Секој ОЕПС му обезбедува на регионалниот координативен центар информации неопходни за спроведување на проценките на регионална адекватност од став (1), вклучително:
- a. очекуваното вкупно оптоварување и расположливите ресурси за одговор на побарувачката;
 - b. расположливоста на модулите за производство на електрична енергија; и
 - c. оперативните сигурносни ограничувања.
- (3) Секој регионален координативен центар врши проценки на адекватност врз основа на информациите доставени од релевантните ОЕПСи со цел да се откријат ситуации во кои се очекува недостиг на адекватност во било која контролна област или на регионално ниво, земајќи ги предвид можните прекугранични размени и оперативните сигурносни ограничувања. Регионалниот координативен центар ги доставува резултатите, заедно со дејствијата што ги предлага за намалување на ризиците, до ОЕПСите од регионот за пресметка на капацитет утврден во согласност со член 15(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет. Тие дејствија вклучуваат предлози за корективни мерки што овозможуваат зголемување на прекуграничните размени.
- (4) При извршување проценка на регионална адекватност, секој регионален координативен центар се координира со другите регионални координативни центри.

Глава 3 - Координација на испадите

Поглавје 1

Региони за координација на исклучувањата, релевантни елементи

член 82

Цел на координација на исклучувањата

- (1) МЕРСО, со поддршка од регионалниот координативен центар за случаите дефинирани во овие правила, врши координација на исклучувањата во согласност со принципите од оваа Глава, со цел да го следи статусите на расположливост на клучните елементи и да ги координира плановите на расположливост со цел да обезбеди оперативна сигурност на електропреносната мрежа.

член 83

Регионална координација

- (1) Сите оператори на електропреносни системи кои се дел од регион за координација на исклучувања треба заеднички да развијат регионално координирана оперативна

процедура, со цел воспоставување на оперативни аспекти за имплементирање на координација на исклучувањата во секој регион, која вклучува:

- a. фреквенција, обем и тип на координација најмалку за период од година-однапред и недела-однапред;
 - b. одредби во врска со употребата на проценките извршени од регионалниот координатор за сигурност во согласност со член 80 од овие Правила;
 - c. протоколи за валидација на плановите за расположливост на елементите на мрежата за година-однапред, согласно барањата од Член 96 од овие правила.
- (2) МЕПСО треба да учествува во процесот на координација на исклучувања во склоп на неговиот регион и да воведо оперативни процедури за регионална координација во согласност со став (1).
- (3) Доколку се појави неусогласеност помеѓу различни региони за координација на исклучувањата, МЕПСО треба заедно со другите оператори на електропреносни системи и регионалните координатори за сигурност на тие региони да се координираат за да ги разрешат недоследностите.
- (4) МЕПСО на останатите оператори на електропреносни системи кои се дел од заедничкиот регион за координација на исклучувањата треба да им обезбеди информации за инфраструктурните проекти поврзани со електропреносната мрежа, дистрибутивната мрежа, производните единици или потрошувачките единици кои може да имаат влијание врз работата на контролната област на некој оператор на електропреносен систем кој е дел од регионот.
- (5) МЕПСО на ОДС-и поврзани на неговата мрежа, кои се дел од неговата контролна област, треба да им ги обезбеди сите релевантни информации што се на располагање за инфраструктурните проекти поврзани со електропреносната мрежа кои може да влијаат на работата на електродистрибутивниот систем на овие ОДС-и.
- (6) Секој ОЕПС им ги обезбедува на затворените ОДС приклучени на преносната мрежа (CDSO) лоцирани во неговата контролна област сите релевантни информации со кои располага за инфраструктурните проекти поврзани со преносниот систем што можат да имаат влијание врз работата на затворениот дистрибутивен систем на тие CDSO.

член 84

Методологија за оценување на релевантноста на средствата за координација на исклучувања

- (1) Во рок од 12 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, ОЕПСите применуваат методологија, најмалку по синхрона област, за оценување на релевантноста за координација на исклучувања на модули за производство на електрична енергија, потрошувачки капацитети и елементи на мрежата лоцирани во преносен систем или во дистрибутивен систем, вклучително и затворени дистрибутивни системи.

(Напомена: во Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/MC-EnC е наведена писарска/административна грешка во овој дел.)

член 85

Листа на релевантни модули на производни единици и релевантни потрошувачки единици

- (1) Во рок од 3 месеци по истекот на рокот за транспонирање на овие Правила, сите ОЕПСи од секој регион за координација на исклучувања заеднички ја оценуваат релевантноста на модулите за производство на електрична енергија и на потрошувачките капацитети за координација на исклучувања, врз основа на методологијата наведена во член 84(1), и воспоставуваат единствена листа, за секој регион за координација на исклучувања, на релевантни модули за производство на електрична енергија и релевантни потрошувачки капацитети.
- (2) ОЕПС заедно со останатите оператори на електропреносни системи кои се дел од регионот за координација на исклучувања, заеднички ја изработува листата на релевантни модули на производни единици и релевантни потрошувачки единици за тој регион и ја става на располагање на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (3) МЕПСО ја известува РКЕ за листата на релевантни модули на производни единици и релевантни потрошувачки единици за регионот на координација на исклучувања во кој учествува МЕПСО и при секоја промена на листата МЕПСО ја информира РКЕ .
- (4) За секој внатрешен релевантен модул на производна единица и релевантна потрошувачка единица, МЕПСО треба да:
 - a. ги информира сопствениците на производната или потрошувачката единица за нивното присуство во листата;
 - b. го информира ОДС за релевантните производни единици и за релевантните потрошувачки единици кои се поврзани на нивната електродистрибутивна мрежа;
 - c. ги информира затворените дистрибутивни системи (CDSO) за релевантните производни единици и релевантните потрошувачки единици кои се поврзани на нивниот затворен дистрибутивен систем.

член 86

Ажурирање на листите на релевантни модули за производство на електрична енергија и релевантни потрошувачки капацитети

- (1) Пред 1 јули секоја календарска година, сите ОЕПСи од секој регион за координација на исклучувања заеднички повторно ја оценуваат релевантноста на модулите за производство на електрична енергија и на потрошувачките капацитети за координација на исклучувања, врз основа на методологијата наведена во член 84(1).
- (2) Кога е потребно, сите ОЕПСи од секој регион за координација на исклучувања заеднички одлучуваат да ја ажурираат листата на релевантни модули за производство на електрична енергија и релевантни потрошувачки капацитети за тој регион за координација на исклучувања пред 1 август секоја календарска година.
- (3) Сите ОЕПСи од регион за координација на исклучувања ја ставаат на располагање ажурираната листа на тој регион на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.

- (4) Секој ОЕПС од регион за координација на исклучувања ги информира страните наведени во член 67(4) за содржината на ажурираната листа.

член 87

Листи на релевантни елементи на електропреносна мрежа

- (1) Во рок од 3 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секој регион за координација на исклучувања заеднички ја оценуваат, врз основа на оваа методологија, релевантноста за координација на исклучувања на елементите на мрежата лоцирани во преносен систем или во дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, и воспоставуваат единствена листа, по регион за координација на исклучувања, на релевантни елементи на мрежата.
- (2) Листата на релевантни елементи на мрежата за еден регион за координација на исклучувања ги содржи сите елементи на мрежата од преносен или дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, лоцирани во тој регион за координација на исклучувања, кои се идентификувани како релевантни со примена на методологијата наведена во член 84(1).
- (3) МЕПСО заедно со останатите оператори на електропреносни системи од регион за координација на исклучувања воспоставува листа на релевантни елементи кои се дел од електропреносната и електродистрибутивната мрежа и ја става на располагање на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (4) МЕПСО ја известува РКЕ за листата на релевантни елементи на електропреносната мрежа.
- (5) За секој внатрешен релевантен елемент кој е дел од електропреносната мрежа, МЕПСО треба да:
- a. ги информира сопствениците на релевантниот елемент на електропреносната мрежа за нивното присуство во листата;
 - b. ги информира ОДС-ата за релевантните елементи на мрежата кои се поврзани на нивниот електродистрибутивен систем.
 - c. ги информира затворените дистрибутивни системи (CDSO) за релевантните елементи на мрежата кои се поврзани на нивниот затворен дистрибутивен систем.

член 88

Ажурирање на листата со релевантни елементи на електропреносна мрежа

- (1) Пред 1 јули секоја календарска година, МЕПСО заедно со останатите оператори на електропреносни системи од регионот за координација на исклучувања врши повторна проценка, врз основа на методологијата наведена во член 84(1), на релевантноста за координација на исклучувања на производните единици, потрошувачките единици и елементите на мрежата лоцирани во електропреносната или електродистрибутивната мрежа.
- (2) Доколку е потребно, МЕПСО заедно со останатите оператори на електропреносни системи од регионот може да одлучи да ја надопolni листата на релевантни елементи на мрежата за регионот за координација на исклучувања пред 1 август секоја календарска година.

- (3) МЕРСО треба да ја сподели надополнетата листа на ENTSO-E платформата на податоци за оперативно планирање.
- (4) МЕРСО треба да ги информира страните кои се дефинирани члџн 85, став (4) од овие Правила за содржината на ажурираната листа.

член 89

Назначување на координатор за планирање на исклучувања

- (1) МЕРСО е координатор за планирање на исклучувања за секој релевантен елемент на електропреносната мрежа со кој оперира.
- (2) Сопствениците на другите релевантни елементи назначуваат или постапуваат како координатори за планирање на исклучувањата на соодветните релевантни елементи и го информираат МЕРСО за назначувањето.

член 90

Третирање на релевантните елементи лоцирани во електродистрибутивната мрежа или затворен дистрибутивен систем оператор

- (1) МЕРСО ги координира заедно со ОДС плановите за исклучувања за внатрешните релевантни елементи кои се приклучени на електродистрибутивната мрежа.
- (2) МЕРСО заедно со операторот на затворениот електродистрибутивен систем на електрична енергија ги координира плановите за исклучувања за внатрешните релевантни елементи кои се приклучени на затворената електродистрибутивна мрежа.

Поглавје 2

Развој и ажурирање на плановите за расположливост на релевантните елементи

член 91

Варијации на крајните рокови за координација на исклучувања за година-однапред

- (1) МЕРСО и други оператори на електропреносни системи кои се дел од синхроната област можат заеднички да се договорат да усвојат и имплементираат временска рамка за координација на исклучувања членовите 94, 97 и 99, доколку таа координација не влијае на други синхрони области.

член 92

Општи одредби за плановите за расположливост

- (1) Плановите за расположливост треба да ги вклучуваат најмалку следните информации:
 - a. причините за нерасположливост на релевантните елементи;
 - b. условите што треба да се исполнат пред прогласување на релевантниот елемент за "нерасположлив" во реално време;

- c. времето потребно за повторно враќање на релевантниот елемент во работа со цел одржување на оперативната сигурност.
- (2) Статусот „тестирање“ се применува само кога постои можеен ефект врз електропреносниот систем и за следниве временски периоди:
 - a. помеѓу првото приклучување и конечната пуштање во работа (комисионирање) на релевантното средство; и
 - b. непосредно по одржување на релевантното средство.
 - (3) Плановите за расположливост содржат најмалку:
 - a. причина за статус „нерасположлив“ на релевантното средство;
 - b. кога се идентификувани такви услови, условите што треба да се исполнат пред примена на статус „нерасположлив“ за релевантното средство во реално време; и
 - c. времето потребно релевантното средство повторно да се врати во работа, кога е потребно за одржување на оперативната сигурност.
 - (4) Статусот на расположливост за секој елемент за година-однапред треба да биде дефиниран на дневна основа.
 - (5) ога плановите за производство и потрошувачка се доставуваат до МЕПСО, врз основа на од овие Правила, временската резолуција на расположливоста треба да биде конзистентна со тие распореди.

член 93

Долгорочни индикативни планови за расположливост

- (1) Најдоцна 2 години пред почетокот на секоја година за координација на исклучувања, МЕПСО ги проценува соодветните долгорочни индикативни планови за расположливост за внатрешните релевантни елементи, обезбедени од носителите на планирање на исклучувања, во согласност со членовите 4, 7 и 15 од Регулацијата (ЕУ) бр. 543/2013 на Комисијата, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2015/01/PHLG-EnC на Постојаната група на високо ниво, и ги дава своите првични коментари, вклучително и сите согледани неусогласености на планираните исклучувања кои може да имаат влијание на ОДС-ата и корисниците.
- (2) МЕПСО ја спроведува проценката во однос на индикативните планови за расположливост на внатрешните релевантни елементи секоја година до почетокот на координацијата за исклучувања за следната година.

член 94

Доставување на предлози за планот за расположливост за следната година

- (1) Пред 1 август секоја календарска година, корисникот на електропреносна мрежа, на барање на МЕПСО, треба да достави до МЕПСО план за расположливост за секој негов релевантен елемент кој ја покрива следната календарска година.
- (2) МЕПСО ќе настојува да ги испита барањата за измена на планот за расположливост веднаш по нивното добивање. Таму каде што не е можно, ќе ги разгледа барањата за измена на планот за расположливост после завршување на координацијата за исклучувања за следната година.

- (3) МЕРСО ќе ги испита барањата за изменување и дополнување на планот за расположливост откако ќе се финализира координацијата за исклучувања за следната година:
- a. по редоследот на доставување на барањата;
 - b. земајќи ја во предвид постапката дефинирана во Член 98 од овие Правила.

член 95

Координација на расположливост на релевантни елементи за кои носител на планирање на исклучувања не е ОЕРС, ОДС или ЗОДС, за следната година

- (1) МЕРСО треба да процени за временска рамка следната календарска година дали постојат неусогласеноститво планирање на исклучувањата кои произлегуваат од добиените планови за расположливост добиени согласно член 94 од овие Правила..
- (2) Кога МЕРСО ќе увиди неусогласеностите во процесот на планирање на исклучувања, треба да го имплементира следниот процес:
- a. ги информира ссекој засегнат носител на планирање на исклучувања за условите кои треба да ги исполнат со цел да се усогласи увидената неусогласеност во процесот на планирање на исклучувања;
 - b. МЕРСО може да побара од еден или повеќе носители на планирање на исклучувања да достават алтернативни планови за расположливост кои ќе ги исполнат условите од точка 1) од овој став;
 - c. МЕРСО ќе ја повтори проценката согласно став (1) од овој член за да утврди дали остануваат неусогласености во процесот на планирање на исклучувања.
- (3) Доколку по барање на МЕРСО, според точката 2 од став (2), корисниците на електропреносниот систем не го исполнат барањето за доставување на алтернативни планови за расположливост, МЕРСО треба да изработи алтернативен план за расположливост и истиот треба да биде прифатен од страна на корисниците, при што тој план:
- a. го зема предвид влијанието пријавено од засегнатите носители на планирање на исклучувања, како и од ОДС или CDSO, кога е релевантно;
 - b. ги ограничува измените во алтернативниот план за расположливост на она што е строго неопходно за ублажување на неусогласеностите во планирање на исклучувања; и
 - c. ја известува РКЕ, засегнатите ОДС и CDSO (доколку ги има) и засегнатите носители на планирање на исклучувања за алтернативниот план за расположливост, вклучително и причините за неговото изработување, како и влијанието пријавено од засегнатите носители на планирање на исклучувања и, кога е релевантно, од ОДС или CDSO.

член 96

Координација на расположливоста на релевантни елементи за следната година за кои носител на планирање на исклучувања е ОЕПС кој учествува во регионот за координација на исклучувања, ОДС или ЗОДС

- (1) МЕПСО го планира статусот на расположливост на релевантните елементи од електропреносната мрежа кои поврзуваат различни контролни области во координација со електропреносните системи оператори од истиот регион за координација на исклучувања.
- (2) МЕПСО и ОДС и ЗОДС го планираат статусот на расположливост и на релевантните елементи на електропреносната мрежа што не поврзуваат различни контролни области, користејќи ги како основа плановите за расположливост изработени во согласност со став (1).
- (3) При утврдување на статусот на расположливост на релевантните елементи на мрежата во согласност со ставовите (1) и (2) од овој член, МЕПСО, ОДС и ЗОДС:
 - a. го минимизираат влијанието врз пазарот, при истовремено зачувување на оперативната сигурност; и
 - b. ги користат како основа плановите за расположливост доставени и изработени во согласност со член 94.
- (4) Кога МЕПСО открие неусогласеност при планирање на исклучувањата, МЕПСО има право да предложи промена на плановите за расположливост на внатрешните релевантни средства што му припаѓаат на корисникот и ќе предложи решение во координација со корисниците и засегнатите ОДС, користејќи ги средствата кои му се на располагање.
- (5) Во случај кога за внатрешен релевантен елемент на електропреносната мрежата не е планиран статус "нерасположлив" по преземањето на мерките во ставот (3) на овој член и отсуството на такво планирање би ја загрозило оперативната сигурност, МЕПСО:
 - a. ги презема потребните активности за да го испланира статусот "нерасположлив" во процесот на обезбедување на оперативна сигурност, земајќи го предвид влијанието пријавено до МЕПСО од страна погодените корисници;
 - b. ги известува сите засегнати страни за активностите наведени во точка (a); и
 - c. ги известува РКЕ, засегнатите ОДС доколку ги има и засегнатите корисници за преземените активности, со образложение за ваквите активности и за влијанието пријавено од погодените корисници и ОДС.
- (6) МЕПСО ќе ги стави на располагање сите информации на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање за условите поврзани со електропреносната мрежа кои треба да бидат исполнети, како и корективни мерки кои треба да се подготват и активираат, пред да се постави статус "нерасположлив" за релевантниот елемент од електропреносната мрежа.

член 97

Достава на прелиминарни планови за расположливост за следната година

- (1) МЕПСО ќе им обезбеди на сите други оператори на електропреносни системи, преку ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање, прелиминарни планови за расположливост за следната календарска година за сите внатрешни релевантни елементи од електропреносната мрежа.
- (2) Пред 1 ноември секоја календарска година, за секој внатрешен релевантен елемент лоциран во дистрибутивен систем, ОЕПС му доставува на релевантниот ОДС прелиминарен план за расположливост за следната година.
- (3) Пред 1 ноември секоја календарска година, ОЕПС му обезбедува на ОДС и на ЗОДС прелиминарен план за расположливост за следната календарска година.

член 98

Валидација на плановите за расположливост за следната година во рамките на регионите за координација на исклучувања

- (1) Секој ОЕПС анализира дали настанува неусогласеност во планирање на исклучувања кога ќе се земат предвид сите прелиминарни планови за расположливост за следната година.
- (2) Ако не постои неусогласеност во процесот на планирање на исклучувања, МЕПСО, заедно со другите оператори на електропреносни системи ги валидира плановите за расположливост за следната година за сите релевантни елементи во регионот за координација на исклучувања.
- (3) Доколку МЕПСО согледа неусогласеност, заедно со другите оператори на електропреносни системи од регионот за координација на исклучувања, предлага решение со помош на средствата што им се на располагање. Кога ќе се идентификува решение, сите оператори на електропреносни системи на засегнатиот регион за координација на исклучувања ги ажурираат и потврдуваат плановите за расположливост за следната година за сите релевантни елементи.
- (4) Доколку не се пронајде решение за неусогласеност во планирање на исклучувања, секој засегнат ОЕПС, под услов да постои одобрување од надлежниот регулаторен орган кога Договорната страна така предвидува, треба:
 - a. да го постави статусот „расположлив“ за сите статуси „нерасположлив“ или „тестирање“ за релевантните средства вклучени во неусогласеноста во планирање на исклучувања за засегнатиот период; и
 - b. да ги извести релевантните регулаторни органи, засегнатите ОДС или ЗОДС (доколку ги има) и засегнатите носители на планирање на исклучувања за преземените дејствија, вклучително и образложението за таквите дејствија, влијанието пријавено од засегнатите носители на планирање на исклучувања и, кога е релевантно, од ОДС или ЗОДС.
- (5) Сите ОЕПСи од засегнатите региони за координација на исклучувања соодветно ги ажурираат и валидираат плановите за расположливост за следната година за сите релевантни средства.

член 99

Финални планови за расположливост за следната година

- (1) Пред 1 декември секоја календарска година, МЕПСО:
 - a. ја спроведува координацијата на исклучувањата на внатрешните релевантни елементи за следната година ;и
 - b. ги изработува плановите за расположливост на внатрешните релевантни елементи за следната година и ги чува на ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.
- (2) Пред 1 декември секоја календарска година, МЕПСО му го доставува на својот носител на планирање на исклучувања финалниот план за расположливост за следната година за секој внатрешен релевантен елемент.
- (3) Пред 1 декември секоја календарска година, МЕПСО му доставува на релевантниот ОДС финален план за расположливост за следната година за секој внатрешен релевантен елемент лоциран во дистрибутивен систем.
- (4) Пред 1 декември секоја календарска година, МЕПСО му доставува на релевантниот ЗОДС финален план за расположливост за следната година за секој внатрешен релевантен елемент лоциран во затворен дистрибутивен систем.

член 100

Ажурирање на финални планови за расположливост за следната година

- (1) Носителот на планирање на исклучувања може да покренат постапка за изменување и дополнување на финален план за расположливост за следната година, во периодот помеѓу финализација на координацијата за исклучувања за следната година и нејзината реализација во реално време.
- (2) Носителот на планирање на исклучувања кој не е ОЕПС што учествува во регион за координација на исклучувања, може до релевантниот ОЕПС (или ОЕПС-и) да поднесе барање за изменување на финалниот план за расположливост на релевантните елементи под негова одговорност.
- (3) Во случај на барање за измена согласно став (2), се применува следнава постапка:
 - a. ОЕПС што го прима барањето го потврдува приемот и во најкраток разумен рок оценува дали измената доведува до неусогласености во планирање на исклучувања;
 - b. кога се детектираат неусогласености во планирање на исклучувања, вклучените ОЕПСи од регионот за координација на исклучувања заеднички идентификуваат решение во координација со засегнатите носители на планирање на исклучувања и, кога е релевантно, со ОДС и ЗОДС, користејќи ги средствата што им се на располагање;
 - c. кога не е детектирана неусогласеност во планирање на исклучувања или кога неусогласеностите се отстранети, ОЕПС што го прима барањето ја валидира бараната измена, а засегнатите ОЕПСи соодветно ги известуваат сите засегнати страни и го ажурираат финалниот план за расположливост за следната година на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E; и

- d. кога не се пронаоѓа решение за неусогласеностите во планирање на исклучувања, ОЕПС што го прима барањето ја одбива бараната измена.
- (4) Кога ОЕПС што учествува во регион за координација на исклучувања има намера да го измени финалниот годишен план за расположливост на релевантно средство за кое постапува како носител на планирање на исклучувања, тој ја иницира следнава постапка:
- a. МЕПСО подготвува предлог за изменување и дополнување на годишниот план за расположливост за следната година, вклучително и проценка дали тоа може да доведе до неусогласености во планирање на исклучувања, и го доставува својот предлог до сите други ОЕПСи во неговиот регион за координација на исклучувања;
 - b. кога се детектираат неусогласености во планирање на исклучувања, вклучените ОЕПСи од регионот за координација на исклучувања заеднички идентификуваат решение, во координација со засегнатите носители на планирање на исклучувања и, кога е релевантно, со ОДС и ЗОДС, користејќи ги средствата што им се на располагање;
 - c. кога не е детектирана неусогласеност во планирање на исклучувања или кога се пронаоѓа решение за неусогласеност, засегнатите ОЕПСи ја валидираат бараната измена и, последователно, ги известуваат сите засегнати страни и го ажурираат финалниот година-однапред план за расположливост на оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E; и
 - d. кога не се пронаоѓа решение за неусогласеностите во планирање на исклучувања, ОЕПС што ја поднел измената ја повлекува постапката за изменување.

Поглавје 3

Извршување на плановите за расположливост

член 101

Управување со статусот на тестирање на релевантните средства

- (1) Носителот на планирање на исклучувања на релевантно средство, чиј статус на расположливост е прогласен како „тестирање“, му доставува на ОЕПС и, доколку е поврзано на дистрибутивен систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем, на ОДС или на ЗОДС, најдоцна во рок од 1 месец пред започнување на статусот „тестирање“, следново:
- a. детален план за тестирање;
 - b. индикативен распоред на производство или потрошувачка, доколку засегнатото релевантно средство е релевантен модул за производство на електрична енергија или релевантен потрошувачки капацитет; и
 - c. промени во топологијата на електропреносниот систем или дистрибутивниот систем, доколку засегнатото релевантно средство е релевантен елемент на мрежата.

- (2) Носителот на планирање на исклучувања ги ажурира информациите наведени во став (1) веднаш што ќе настане било каква промена.
- (3) ОЕПС за релевантно средство чиј статус на расположливост е прогласен како „тестирање“, на барање, им ги доставува информациите примени во согласност со став (1) на сите други ОЕПСи од својот регион(и) за координација на исклучувања.
- (4) Кога релевантното средство наведено во став (1) е релевантен елемент на мрежата кој поврзува две или повеќе контролни области, ОЕПСите на засегнатите контролни области се договараат за информациите што треба да се достават согласно став (1).

член 102

Процедура за постапување во случај на случајни испади

- (1) Секој ОЕПС развива процедура за постапување во случај кога принуден испад би ја загрозил оперативната сигурност на неговиот систем. Постапката му овозможува на ОЕПС да обезбеди статусот „расположлив“ или „нерасположлив“ на други релевантни средства во неговата контролна област да може да се промени, соодветно, во „нерасположлив“ или „расположлив“.
- (2) ОЕПС ја следи процедурата наведена во став (1) само кога не е постигнат договор со носителите на планирање на исклучувања во однос на решенијата за принудените испади. ОЕПС соодветно го известува надлежниот регулаторен орган.
- (3) При спроведување на процедурата, ОЕПС ги почитува, колку што е можно, техничките ограничувања на релевантните средства.
- (4) Носителот на планирање на исклучувања го известува ОЕПС за принудениот испад на едно или повеќе од неговите релевантни средства и, доколку се поврзани на дистрибутивен систем или на затворен дистрибутивен систем, соодветно и ОДС или ЗОДС, што е можно поскоро по започнувањето на принудениот испад.
- (5) При известување за принудениот испад, носителот на планирање на исклучувања ги доставува следниве информации:
 - a. причината за принудениот испад;
 - b. очекуваното времетраење на принудениот испад; и
 - c. кога е применливо, влијанието на принудениот испад врз статусот на расположливост на други релевантни средства за кои тој е носител на планирање на исклучувања.
- (6) Кога ОЕПС ќе утврди дека еден или повеќе принудени испади наведени во став (1) можат да доведат електропреносниот систем да излезе од нормална состојба, тој ги информира засегнатите носители на планирање на исклучувања за рокот по кој оперативната сигурност повеќе не може да се одржува, освен ако нивното релевантно средство(а) во принуден испад не се врати во статус „расположлив“. Носителите на планирање на исклучувања го информираат ОЕПС дали се способни да го почитуваат тој рок и доставуваат образложени оправдувања кога не се во можност да го сторат тоа.
- (7) По какви било измени на планот за расположливост поради принудени испади и во согласност со временската рамка утврдена во членовите 7, 10 и 15 од Регулативата (ЕУ) бр. 543/2013, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2015/01/PHLG-EnC на

Постојаната група на високо ниво, засегнатиот ОЕПС ја ажурира оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E со најновите информации.

член 103

Извршување во реално време на плановите за расположливост

- (1) Секој сопственик на постројка за производство на електрична енергија обезбедува сите релевантни модули за производство на електрична енергија во негова сопственост, кои се прогласени како „расположливи“, да бидат подготвени да произведуваат електрична енергија согласно нивните декларирани технички можности кога тоа е потребно за одржување на оперативната сигурност, освен во случај на принудени испади.
- (2) Секој сопственик на постројка за производство на електрична енергија обезбедува сите релевантни модули за производство на електрична енергија во негова сопственост, кои се прогласени како „нерасположливи“, да не произведуваат електрична енергија.
- (3) Секој сопственик на потрошувачки капацитет обезбедува сите релевантни потрошувачки капацитети во негова сопственост, кои се прогласени како „нерасположливи“, да не трошат електрична енергија.
- (4) Секој сопственик на релевантен елемент на мрежата обезбедува сите релевантни елементи на мрежата во негова сопственост, кои се прогласени како „расположливи“, да бидат подготвени за пренос на електрична енергија согласно нивните декларирани технички можности кога тоа е потребно за одржување на оперативната сигурност, освен во случај на принудени испади.
- (5) Секој сопственик на релевантен елемент на мрежата обезбедува сите релевантни елементи на мрежата во негова сопственост, кои се прогласени како „нерасположливи“, да не пренесуваат електрична енергија.
- (6) Кога за извршување на статусот „нерасположлив“ или „тестирање“ на релевантен елемент на мрежата се применуваат специфични услови поврзани со мрежата, во согласност со член 96(6), засегнатиот ОЕПС, ОДС или ЗОДС ја оценува исполнетоста на тие услови пред извршување на тој статус. Доколку условите не се исполнети, тој дава инструкција до сопственикот на релевантниот елемент на мрежата да не го изврши статусот „нерасположлив“ или „тестирање“, или дел од него.
- (7) Кога МЕПСО ќе идентификува дека извршувањето на статус „нерасположлив“ или „тестирање“ на релевантен елемент води или може да го доведе електропреносниот систем надвор од нормална состојба, МЕПСО му дава инструкции на сопственикот на соодветниот елемент ако тој е поврзан со електропреносниот систем, или му дава инструкции на ОДС ако е поврзан со електродистрибутивниот систем или на затворен дистрибутивен систем, да го одложи колку е можно извршувањето на статусот „нерасположлив“ или „тестирање“ на тој елемент, во согласност неговите упатства, притоа почитувајќи ги техничките и безбедносните граници.

Глава 4 - Адекватност

член 104

Прогноза за анализа на адекватност на контролна област

- (1) МЕПСО ќе ги направи сите прогнози користени за анализите на адекватност на контролна област во согласност со членовите 105 и 107, достапни за сите други оператори на електропреносни системи преку ENTSO-E платформата за податоци за оперативно планирање.

член 105

Анализа на адекватност на контролна област

- (1) МЕПСО врши анализи на адекватност на контролната област со проценка на можноста за вкупно производство во рамките на контролната област и можноста за прекуграничен увоз за задоволување на вкупното оптоварување во рамките на контролната област за различни оперативни сценарија, земајќи го предвид потребното ниво на резерви на активна моќност утврдено во членовите 118 и 119.
- (2) МЕПСО спроведува анализи за адекватност на својата контролна област врз основ на следните податоци:
 - a. Секој значаен корисник на мрежата (ЗКМ) кој е потрошувачки капацитет приклучен на преносната мрежа ги одржува зададените вредности на реактивна моќност, опсезите на фактор на моќност и зададените вредности на напон за напонска регулација во опсегот договорен со неговиот ОЕПС, во согласност со член 27.
 - b. Прогнозирана потрошувачка на електрична енергија
 - c. Прогноза за производството на електрична енергија, вклучувајќи ги и обновливите извори
 - d. прогнозиран прекуграничен капацитет;
 - e. можен одговор на побарувачката.
- (3) Врз основа на спроведената анализа МЕПСО прави проценка на веројатноста и очекуваното времетраење на отсуство на адекватност и очекуваната неиспорачана енергија како резултат на таквото отсуство на адекватност.
- (4) При спроведување анализа на адекватност на контролна област согласно став 1, секој ОЕПС:
 - a. ги користи најновите планови за расположливост и најновите достапни податоци за:
 - i. можностите на модулите за производство на електрична енергија, доставени согласно член 43(5) и членовите 45 и 51;
 - ii. меѓузонскиот капацитет;
 - iii. можниот одговор на побарувачката, доставен согласно членовите 52 и 53;
 - b. го зема предвид придонесот на производството од обновливи извори на енергија и оптоварувањето;

- с. ја оценува веројатноста и очекуваното времетраење на отсуство на адекватност и очекуваната неиспорачана енергија како резултат на таквото отсуство.
- (5) Што е можно поскоро по проценката на отсуство на адекватност во својата контролна област, секој ОЕПС го известува својот регулаторен орган или, кога тоа е изречно предвидено во националното законодавство, друг надлежен орган и, каде што е применливо, секоја засегната страна.
- (6) Што е можно поскоро по проценката на отсуство на адекватност во својата контролна област, секој ОЕПС ги информира сите ОЕПСи преку оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E.

член 106

Адекватност на контролна област до и вклучително недела-однапред

- (1) МЕПСО придонесува кон пан-европската годишна адекватност во смисла на адекватност на производството во лето и зима со примена на методологија за краткорочна адекватност на системот (STA – краткорочна адекватност), усвоена од страна на ENTSO-E.
- (2) Двапати годишно, МЕПСО врши анализа на адекватност на контролната област за наредното лето и наредната зима, соодветно земајќи ги предвид пан-европските сценарија во согласност со пан-европските годишни летни и зимски прогнози на адекватност на производството.
- (3) МЕПСО ги ажурира своите анализи за адекватност на контролната област доколку забележи било какви можни промени во статусот на расположливост на модулите за производство на електрична енергија, оценките на оптоварувањето, оценките на обновливите извори на енергија или прекуграничните капацитети што можат значително да влијаат на очекуваната адекватност.

член 107

Адекватност на контролна област ден-однапред и во текот на денот

- (1) МЕПСО врши анализи на адекватност на контролната област ден-однапред и во текот на денот врз основа на:
- a. испад на повеќе од една генераторска единица или електрани;
 - b. прогноза на оптоварување;
 - c. прогноза на производство од обновливи извори на енергија;
 - d. резерви на активна моќност;
 - e. капацитети за увоз и извоз во контролната област, во согласност со член 14 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет;
 - f. капацитети на модули за производство на електрична енергија согласно член 43(4) и членовите 45 и 51 и нивни статуси на расположливост и
 - g. способност на потрошувачките капацитети да одговорат на потрошувачката согласно членовите 52 и 53 и нивните статуси за расположливост.
- (2) МЕПСО оценува:

- a. минимален увоз и максимален извоз компатибилен со адекватноста на својата контролна област;
 - b. очекуваното времетраење на потенцијалното отсуство на адекватност; и
 - c. количината на енергија што не се снабдува во отсуство на адекватност.
- (3) Кога адекватноста не е исполнета, МЕПСО ќе ја извести РКЕ или друг надлежен орган за отсуството на адекватност. МЕПСО ќе му обезбеди на РКЕ или на друг надлежен орган анализа за причините за отсуството на адекватност и ќе предложи корективни мерки.

Проценка на регионална адекватност

- (4) МЕПСО му обезбедува на регионалниот координатор за сигурност информации потребни за проценки на регионална адекватност, вклучувајќи:
- a. очекувано вкупно оптоварување и расположливи ресурси за одговор на потрошувачката;
 - b. расположливост на модули за производство на електрична енергија и
 - c. оперативни сигурносни ограничувања.

Глава 5 - Системски услуги

член 108

Системски услуги

- (1) Секој ОЕПС ја следи расположливоста на помошните (системските) услуги.
- (2) Во однос на услугите за активна и реактивна моќност и, каде што е соодветно, во координација со други ОЕПСи, секој ОЕПС:
- a. го дизајнира, воспоставува и управува процесот на набавка на помошни (системски) услуги;
 - b. следи, врз основа на податоците доставени согласно Наслов 2 од Дел II, дали нивото и локацијата на расположливите помошни (системски) услуги овозможуваат обезбедување оперативна сигурност; и
 - c. ги користи сите расположливи економски ефикасни и изводливи средства за да го набави потребното ниво на помошни (системски) услуги.
- (3) Секој ОЕПС ги објавува нивата на капацитет на резерви потребни за одржување на оперативна сигурност.
- (4) Секој ОЕПС, по барање, им го соопштува на другите ОЕПСи расположливото ниво на резерви на активна моќност.

член 109

Помошни (системски) услуги за реактивна моќност

- (1) За секоја временска рамка на оперативно планирање, секој ОЕПС оценува, во однос на своите прогнози, дали расположливите помошни (системски) услуги за реактивна моќност се доволни за одржување на оперативната сигурност на електропреносниот систем.
- (2) За да ја зголеми ефикасноста на работењето на елементите на електропреносниот систем, секој ОЕПС следи:
 - a. расположливите капацитети на реактивна моќност на постројките за производство на електрична енергија;
 - b. расположливите капацитети на реактивна моќност на потрошувачките капацитети приклучени на преносниот систем;
 - c. расположливите капацитети на реактивна моќност на ОДС;
 - d. расположливата опрема приклучена на преносниот систем наменета за обезбедување реактивна моќност; и
 - e. ги информира соседните ОЕПСи; и
 - f. подготвува и активира корективни мерки согласно член 23.

Глава 6 - Планирање на трансакции (планирање)

член 110

Воспоставување процеси за планирање на трансакции (процеси на планирање)

- (1) При воспоставување на процесот за планирање на трансакции, кога е потребно, МЕПСО ги зема предвид и ги надополнува оперативните услови за производство и потрошувачка на електрична енергија во согласност со Регулацијата (ЕУ) 2015/1222 за доделување на капацитет и управување со загушувањата.
- (2) Кога зоната на наддавање опфаќа само една контролна област, географскиот опсег на областа за планирање на трансакции (планирање) е еднаков на зоната на наддавање. Кога контролната област опфаќа повеќе зони на наддавање, географскиот опсег на областа за планирање на трансакции (планирање) е еднаков на зоната на наддавање. Кога зоната на наддавање опфаќа повеќе контролни области, ОЕПСите во таа зона на наддавање можат заеднички да одлучат да спроведуваат заеднички процес на планирање на трансакции (планирање); во спротивно, секоја контролна област во таа зона на наддавање се смета за посебна област за планирање на трансакции (планирање).

Глава 7 - Оперативно-планирачка податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија

член 111

Оперативно-планирачка податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија

- (1) Оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија ги чува сите индивидуални мрежни модели и поврзаните релевантни информации за сите релевантни временски рамки утврдени во овие Правила, во член 14(1) од Регулацијата (ЕУ) 2015/1222, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет, и во член 9 од Регулацијата (ЕУ) 2016/1719, како што е прилагодена и усвоена со Одлука 2022/03/МС-ЕпС на Министерскиот совет.
- (2) Информациите за индивидуалните мрежни модели содржани во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија овозможуваат нивно спојување во заеднички мрежни модели.
- (3) Заедничкиот мрежен модел изработен за секоја од временските рамки се става на располагање во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија.
- (4) За временската рамка „година-однапред“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија:
 - a. индивидуален мрежен модел „година-однапред“ по ОЕПС и по сценарио утврдено во согласност со член 66; и
 - b. заеднички мрежен модел „година-однапред“ по сценарио утврдено во согласност со член 67.
- (5) За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ЕНТСО-Е за електрична енергија:
 - a. индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);
 - b. планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;
 - c. заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);
 - d. листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност;
 - e. индивидуален мрежен модел „година-однапред“ по ОЕПС и по сценарио утврдено во согласност со член 66; и
 - f. заеднички мрежен модел „година-однапред“ по сценарио утврдено во согласност со член 67.

- (6) За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E за електрична енергија:
- a. индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);
 - b. планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;
 - c. заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);
 - d. листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност;
 - e. индивидуален мрежен модел „година-однапред“ по ОЕПС и по сценарио утврдено во согласност со член 66; и

член 112

- (1) За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E за електрична енергија:
- a. индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);
 - b. планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;
 - c. заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);
 - d. листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност.
- (2) За временската рамка „година-однапред“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E за електрична енергија:
- a. индивидуален мрежен модел „година-однапред“ по ОЕПС и по сценарио утврдено во согласност со член 66; и
 - b. заеднички мрежен модел „година-однапред“ по сценарио утврдено во согласност со член 67.
- (3) За временските рамки „ден-однапред“ и „во текот на денот“, следниве информации се достапни во оперативно-планирачката податочна средина на ENTSO-E за електрична енергија:
- a. индивидуални мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ по ОЕПС и согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);

- b. планирани размени во релевантните временски моменти по област за планирање или по граница на области за планирање, во зависност од тоа што ОЕПСите ќе го сметаат за релевантно, како и по HVDC систем што поврзува области за планирање;
- c. заеднички мрежни модели „ден-однапред“ и „во текот на денот“ согласно временската резолуција утврдена согласно член 70(1);
- d. листа на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувања што имаат прекугранична релевантност.

член 113

Известување за распоредот на трансакции во областите на планирање на трансакции

- (1) Секој претставник за планирање на трансакции, ги доставува до МЕПСО, следните распореди на трансакции:
 - a. распоред на трансакции за производство;
 - b. распоред на трансакции за потрошувачка;
 - c. распоред на трансакции за внатрешна трговија и
 - d. распоред на трансакции за надворешна трговија.
- (2) Секој агент за распоредување на агент за номинирање (shipping agent) или, кога е применливо, централна договорна страна, доставува до ОЕПС кој управува со област за планирање опфатена со пазарно спојување (market coupling), доколку тоа го побара засегнатиот ОЕПС, и кога е применливо до трета страна, следниве распореди:
 - a. надворешни комерцијални трговски распореди, и тоа:
 - i. (i) мултилатерални размени помеѓу областа за планирање и група други области за планирање;
 - ii. (ii) билатерални размени помеѓу областа за планирање и друга област за планирање;
 - b. внатрешни комерцијални трговски распореди помеѓу агентот за номинирање и централните договорни страни;
 - c. внатрешни комерцијални трговски распореди помеѓу агентот за номинирање и други агенти за номинирање.

член 114

Усогласеност на распоредите на трансакции

- (1) МЕПСО проверува дали производството, потрошувачката, распоредот на трансакции за внатрешна трговија и распоредот на трансакции за надворешна трговија на операторот на електропреносниот систем во неговата област на планирање трансакции се балансираани.
- (2) За надворешните распореди на трансакции на операторите на електропреносните системи, МЕПСО се усогласува со вредностите на распоредот на трансакции со соодветниот оператор на електропреносен систем. Во отсуство на договор, се применува пониската вредност.

- (3) За билатерални размени помеѓу две области за планирање, секој ОЕПС се договара за надворешните комерцијални трговски распореди со соодветниот ОЕПС. Доколку не се постигне договор за вредностите на комерцијалните трговски распореди, се применува пониската вредност.
- (4) Сите ОЕПСи што управуваат со области за планирање проверуваат дали сите агрегирани нетирани надворешни распореди помеѓу сите области за планирање во рамките на синхроната област се избалансирани. Доколку се појави неусогласеност и ОЕПСите не се договорат за вредностите на агрегираните нетирани надворешни распореди, се применуваат пониските вредности
- (5) Секој агент за распоредување на балансна група или, кога е применливо, централна договорна страна, на барање на ОЕПС, им ги доставува на ОЕПСите вредностите на надворешните комерцијални трговски распореди на секоја област за планирање вклучена во пазарното спојување, во форма на агрегирани нетирани надворешни распореди.
- (6) Секој пресметувач на планирани размени, на барање на ОЕПС, им ги доставува на ОЕПСите вредностите на планираните размени поврзани со областите за планирање вклучени во пазарното спојување, во форма на агрегирани нетирани надворешни распореди, вклучително и билатерални размени помеѓу две области за планирање.

член 115

Обезбедување на информации на други оператори на електропреносни системи

- (1) По барање на друг оператор на електропреносен систем, МЕПСО пресметува и обезбедува:
 - a. агрегирани нетирани надворешни распореди на трансакции и
 - b. нетирана позиција на областа.
- (2) Кога е потребно, за креирање на заеднички модели на електропреносната мрежа, во согласност со член 70(1), на секој оператор на електропреносен систем кој ќе побара, МЕПСО ќе му обезбеди:
 - a. распореди на трансакции за производство и
 - b. распореди на трансакции за потрошувачка.

Глава 8 - Околина за размена на оперативни податоци на ENTSO-E

член 116

Основни барања за околината за размена на оперативни податоци на ENTSO-E

- (1) <..>
- (2) <..>

- (3) Сите ОЕПС и регионалниот координативен центар имаат пристап до сите информации содржани во околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO Е за електрична енергија.
- (4) <..>
- (5) <..>

член 117

Идивидуални мрежни модели, заеднички модели и анализи за оперативна сигурност

- (1) Околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија треба да ги чува сите индивидуални мрежни модели и поврзаните релевантни информации за сите релевантни временски рамки утврдени во оваа Регулатива, во член 14(1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС и во член 9 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, како што е адаптирано и усвоено со Одлуката на Министерскиот совет 2022/03/МС-ЕпС.
- (2) Информациите за индивидуалните мрежни модели содржани во околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија треба да овозможат нивно спојување во заеднички мрежни модели.
- (3) Заедничкиот мрежен модел воспоставен за секоја од временските рамки треба да биде достапен во околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија.
- (4) За временската рамка за една година однапред, следните информации треба да бидат достапни во околината на податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија:
- поединечен модел на мрежа за една година однапред по TSO и по сценарио определен во согласност со член 66 од овој закон; и
 - заеднички модел на мрежа за една година однапред по сценарио дефиниран во согласност со член 67 од овој закон.
- (5) За временските рамки за еден ден однапред и вондневните, следните информации треба да бидат достапни во околината на податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија:
- поединечни модели на мрежа за еден ден однапред и вондневните по TSO и според временската резолуција дефинирана согласно член 70(1);
 - закажани размени во соодветните временски инстанции по област за закажување или по граница на област за закажување, што и да се смета за релевантно од TSO, и по HVDC систем што ги поврзува областите за закажување;
 - модели на заедничка мрежа за еден ден однапред и вондневни модели според временската резолуција дефинирана согласно член 70(1); и
 - список на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за справување со ограничувањата што имаат прекугранично значење.

член 118

Координација со исклучувањата

- (1) Околината за податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија треба да содржи модул за складирање и размена на сите релевантни информации за координација на прекини.
- (2) Информациите наведени во став 1 треба да вклучуваат барем статус на достапност на релевантните средства и информации за плановите за достапност наведени во член 92.

член 119

Адекватност на системот

- (1) Околината на податоци за оперативно планирање на ENTSO за електрична енергија треба да содржи модул за складирање и размена на сите релевантни информации за извршување на координирана анализа на адекватност.
- (2) Информациите наведени во став 1 треба да вклучуваат најмалку:
 - a. податоците за адекватност на системот за сезоната напред обезбедени од секој ОПС;
 - b. извештајот за анализа на адекватноста на пан-европскиот систем за сезоната напред;
 - c. прогнози што се користат за адекватност во согласност со член 104; и
 - d. информации за недостаток на адекватност во согласност со член 105(4).

ДЕЛ 4 – Регулација на оптоварување и фреквенција и резерви

Глава 1 – Регулација на оптоварување и фреквенција и резерви

член 120

Оперативни договори на синхрони области

- (1) Во рок од 12 месеци по влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секоја синхрона област заеднички изготвуваат заеднички предлози, освен ако веќе не се усвоени на договорна основа, за:
 - a. правила за димензионирање на FCR во согласност со член 153;
 - b. дополнителни карактеристики на FCR во согласност со член 154 став 2;
 - c. параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата и параметрите за квалитет на целната фреквенција во согласност со член 127;

- d. за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, целни параметри на FRCE за секој LFC-блок, во согласност со член 128;
- e. методологија за проценка на ризикот и ризикот од исцрпување на FCR на синхроната област во согласност со член 131 став 2;
- f. мониторинг на синхроната област согласно член 133;
- g. пресметка на програмата за регулирање од нетирана моќност на AC 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;
- h. доколку е применливо, ограничувања на излезната активна моќност на HVDC-интерконективните далекуводи помеѓу синхроните области во согласност со член 137;
- i. структура на LFC во согласност со член 139;
- j. доколку е применливо, методологија за намалување на синхроните временски отстапувања во согласност со член 181;
- k. секогаш кога синхроната област е управувана од повеќе од ОЕПС, специфична распределба на одговорностите помеѓу ОЕПС во согласност со член 141;
- l. оперативни постапки во случај на исцрпување на FCR во согласност со член 152 став 7;
- m. за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, мерки со кои се обезбедува враќање на капацитетите за складирање на енергија во согласност со член 156 став 6 алинеја б;
- n. оперативни постапки 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 став 10;
- o. улоги и одговорности на ОЕПС кои применуваат процес на порамнување на отстапувања, процес на прекугранично активирање на FRR или процес на прекугранично активирање на RR во согласност со член 149 став 2;
- p. барања во врска со достапноста, сигурноста и вишокот на техничка инфраструктура во согласност со член 151 став 2;
- q. заеднички правила за работа при нормален режим на работа и состојба на тревога во согласност со член 152 став 6 и мерките наведени во член 152 став 15;
- r. за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, минимално време на активирање што е потребно да го обезбедат давателите на FCR во согласност со член 156 став 10;
- s. за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, минимално време на активирање што треба да го обезбедат давателите на FCR во согласност со член 156 став 11;
- t. за синхроните области освен континентална Европа, доколку е применливо, оперативни ограничувања за размена на FCR помеѓу ОЕПС во согласност со член 163 став 2);

- u. улоги и одговорности на ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кои примаат резерви и засегаатите ОЕПС во врска со распределбата на FRR и RR утврдени во согласност со член 165 став 1;
 - v. улоги и одговорности на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима резерви и засегаатите ОЕПС во врска со распределбата на FRR и RR утврдени во согласност со член 166 став 1;
 - w. улоги и одговорности на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима резерви и засегаатите ОЕПС поврзани со размената на резерви помеѓу синхроните области за таа улога и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима резерви и засегаатите ОЕПС во врска со распределбата на резервите меѓу синхроните области утврдени во согласност со член 171 став 2;
 - x. методологија за утврдување на оперативните ограничувања за количината на размена на FCR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 174 став 2;
 - y. за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, методологија за утврдување на распределбата на минималниот резервен капацитет за FCR во согласност со член 174 став 2 алинеја б;
 - z. методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на размена на FRR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 176, став 1 и методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на распределба на FRR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 177 став 1; и
 - aa. методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на размена на RR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 178 став 1 и методологија за поставување оперативни ограничувања за количината на распределба на RR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со член 179 став 1.
- (2) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област ги доставуваат методологиите и условите наведени во член 6(3)(г) за одобрување од страна на сите регулаторни органи на засегаатата синхрона област. Во рок од 1 месец по одобрувањето на овие методологии и услови, сите ОЕПСи од секоја синхрона област склучуваат оперативен договор за синхрона област, кој стапува во сила во рок од 3 месеци по одобрувањето на методологиите и условите.

член 121

Оперативни договори во LFC блок

- (1) Во рок од 12 месеци по влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секој LFC-блок заеднички изготвуваат заеднички предлози за:
- a. кога LFC-блокот се состои од повеќе од една LFC-област, целни параметри на FRCE за секоја LFC-област, утврдени во согласност со член 128(4);
 - b. мониторинг на LFC-блокот во согласност со член 134(1);

- c. ограничувања на брзината на промена на излезната активна моќност во согласност со член 137(3) и (4);
- d. кога LFC-блокот е управуван од повеќе од еден ОЕПС, конкретна распределба на одговорностите помеѓу ОЕПС во рамките на LFC-блокот во согласност со член 141(9);
- e. доколку е применливо, назначување на ОЕПС одговорен за задачите наведени во член 145(6);
- f. дополнителни барања во врска со достапноста, сигурноста и вишокот на техничката инфраструктура, утврдени во согласност со член 151(3);
- g. оперативни постапки во случај на исцрпување на FRR или RR во согласност со член 152(8);
- h. правилата за димензионирање на FRR утврдени во согласност со член 157(1);
- i. правилата за димензионирање на RR утврдени во согласност со член 160(2);
- j. кога LFC-блокот е управуван од повеќе од еден ОЕПС, конкретна распределба на одговорностите утврдена во согласност со член 157(3) и, доколку е применливо, конкретна распределба на одговорностите утврдена во согласност со член 160(6);
- k. ескалациска постапка утврдена во согласност со член 157(4) и, доколку е применливо, ескалациска постапка утврдена во согласност со член 160(7);
- l. барања за достапност на FRR, барања за квалитет на регулацијата утврдени во согласност со член 158(2) и, доколку е применливо, барања за достапност на RR и барања за квалитет на регулацијата утврдени во согласност со член 161(2);
- m. доколку е применливо, сите ограничувања за размената на FCR помеѓу LFC-областите на различни LFC-блокови во рамките на синхроната област на континентална Европа и размената на FRR или RR помеѓу LFC-областите на LFC-блок на синхрона област што се состои од повеќе од еден LFC-блок, утврдени во согласност со член 163(2), член 167 и член 169(2);
- n. улоги и одговорности на ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатите ОЕПС во однос на размената на FRR и/или RR со ОЕПС од други LFC-блокови утврдени во согласност со член 165(6);
- o. улоги и одговорности на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатите ОЕПС во однос на распределбата на FRR и RR утврдени во согласност со член 166(7);
- p. улоги и одговорности на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатите ОЕПС во однос на распределбата на FRR и RR помеѓу синхроните области во согласност со член 175(2);
- q. координациски активности со цел намалување на FRCE, како што е утврдено во член 152(14); и
- r. мерки за намалување на FRCE со барање промени во производството или потрошувачката на активна моќност на модулите за производство на електрична енергија и потрошувачките единици, во согласност со член 152(16).

- (2) Сите ОЕПСи од секој LFC-блок ги доставуваат методологиите и условите наведени во член 6(3)(е) за одобрување од страна на сите регулаторни органи на засегнатиот LFC-блок. Во рок од 1 месец по одобрувањето на овие методологии и услови, сите ОЕПСи од секој LFC-блок склучуваат оперативен договор за LFC-блок, кој стапува во сила во рок од 3 месеци по одобрувањето на методологиите и условите.

член 122

Оперативен договор за LFC област

- (1) Во рок од 12 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секоја LFC област склучуваат оперативен договор за LFC област, кој содржи најмалку:
- a. конкретна распределба на одговорностите меѓу ОЕПС во рамките на LFC областа, согласно член 141, став 8;
 - b. определување на ОЕПС одговорен за спроведување и управување со процесот на обновување на фреквенцијата, согласно член 143, став 4.

член 123

Мониторинг на Оперативен договор за контролна област

- (1) Во рок од 12 месеци од влегувањето во сила на овие Правила, сите ОЕПСи од секоја контролната област склучуваат оперативен договор, кој ја содржи најмалку распределбата на одговорностите меѓу ОЕПСи во рамките на истата контролна област, согласно член 141, став 7.

член 124

Договор за порамнување на отстапувања (Договор за нетирање на нерамнотежи)

- (1) Сите ОЕПСи коишто учествуваат во истиот процес на порамнување на отстапувања мора да склучат договор за порамнување на отстапувања што ќе ги опфаќа најмалку улогите и одговорностите на ОЕПСите во согласност со член 149 став 3.

член 125

Договор за прекугранично активирање на FRR

- (1) Сите ОЕПСи коишто 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 ОЕПСите во согласност со член 149 став 3.

член 126

Договор за активирање на прекугранична RR

- (1) Сите ОЕПСи 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 127

Договор за распределба на резерви

- (1) Сите ОЕПСи што учествуваат во истиот процес на распределба на FCR, FRR или RR мора да склучат договор за распределба што ќе го вклучува најмалку следново:

- a. ако станува збор за распределба на FRR или RR во рамките на синхроната област, улоги и одговорности на ОЕПС кој прима резерва, ОЕПС што обезбедува способност за регулирање и засегнатите ОЕПС во согласност со член 165 став 3; или
- b. во случај на распределба на резерви помеѓу синхроните области, улоги и одговорностите на ОЕПС кои примаат резерви и ОЕПС што можат да регулираат во согласност со член 171 став 4; во реално време во согласност со член 171 став 9.

член 128

Договор за размена на резерви

- (1) All TSOs participating in the same exchange of FCR, FRR or RR shall establish an exchange agreement that shall include at least:
 - a. in case of exchange of FRR or RR within a synchronous area, the roles and responsibilities of the reserve connecting and reserve receiving TSOs in accordance with to Article 165(3); or
 - b. (b) in case of exchange of reserves between synchronous areas, the roles and responsibilities of the reserve connecting and reserve receiving TSOs in accordance with Article 171(4) and the procedures in case the exchange of reserves between synchronous areas is not executed in real-time in accordance with Article 171(9).

Глава 2 – Квалитет на фреквенција

член 129

Параметри за дефинирање на квалитетот на фреквенцијата и целните параметри

- (1) Параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата се:
 - a. номинална фреквенција за сите синхрони области;
 - b. стандарден опсег на фреквенција за сите синхрони области;
 - c. максимално моментално отстапување на фреквенцијата за сите синхрони области;
 - d. максимално отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба за сите синхрони области;
 - e. време за обнова на фреквенцијата за сите синхрони области;
 - f. Не е применливо.
 - g. Не е применливо.
 - h. Не е применливо.
 - i. време на активирање на состојба на тревога за сите синхрони области

<.>не е применливо

<.> не е применливо

<.> не е применливо

- (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 Анекс III во врска со синхроната област на континентална Европа. ОЕПС на Договорните страни што работат во други синхрони области се изземени од обврската да ги постигнат овие вредности и работат согласно правилата на тие синхрони области.
- (4) Целниот параметар за квалитет на фреквенцијата е максималниот број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција по година, по синхронна област, а неговите стандардни вредности по синхронна област се утврдени во Табела 2 од Анекс III.
- (5) Вредностите на параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Анекс III и целниот параметар за квалитет на фреквенцијата од Табела 2 од Анекс III се применуваат освен ако сите ОЕПС од синхронна област не сугерираат различни вредности засновани на ставовите од 6, 7 и 8.
- (6) Сите ОЕПСи од 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 Анекс III во однос на:
- a. време на активирање на состојба на тревога;
 - b. максимален број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција.
- (7) Не е применливо.
- (8) Предложената промена на вредностите во согласност со ставовите 6 и 7 мора да се заснова на процена на забележаните вредности на системската фреквенција за период од најмалку една година и развојот во рамките на синхронна област и да ги исполнува следниве барања:
- a. во предложените измени на параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Анекс III или целниот параметар за квалитет на фреквенцијата утврден во Табела 2 од Анекс III се зема предвид:
 - i. големина на системот заснована на потрошувачката и производството на синхроната област и нејзината инерција;
 - ii. референтен инцидент;
 - iii. структура на мрежна и/или топологија на мрежа;
 - iv. оптоварување и однесување на производството;
 - v. број и одзив 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. број и одзив на потрошувачките единици кои работат со активиран систем за регулација на фреквенцијата во рамките на управувањето со потрошувачката или систем за многу брза регулација на активната моќност во рамките на управувањето со потрошувачката, како што е дефинирано во членовите 29 и 30 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388; и

- vii. технички способности на модулите и потрошувачките единици;
 - b. сите ОЕПСи во рамките на синхроната област спроведуваат јавна консултација за влијанието на предложените измени во параметрите за утврдување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Анекс III или целниот параметар за квалитет на фреквенција утврден во Табела 2 од Анекс III на засегнатите страни.
- (9) Сите ОЕПС настојуваат 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 130

FRCE целни параметри

- (1) Сите ОЕПСи од синхроната област на континентална Европа <...> во оперативниот договор за синхронна област ги наведуваат вредностите на опсегот на FRCE ниво 1 и опсегот на FRCE ниво 2 за секој LFC-блок на синхроната област на континентална Европа <...> најмалку еднаш годишно.
- (2) Сите ОЕПСи од синхроната област на континентална Европа <...>, доколку се состои од повеќе од еден LFC-блок, обезбедуваат дека опсезите на FRCE ниво 1 и опсезите на FRCE ниво 2 на LFC-блоковите на тие синхронни области се пропорционални на квадратниот корен од збирот на почетните обврски за FCR на ОЕПСите што ги сочинуваат LFC-блоковите, во согласност со член 153.
- (3) Сите ОЕПСи од синхроната област на континентална Европа <...> настојуваат да ги почитуваат следниве целни параметри на FRCE за секој LFC-блок на синхроната област:
- a. бројот на временски интервали годишно надвор од опсегот на FRCE ниво 1, во временски интервал еднаков на времето за обнова на фреквенцијата, мора да биде помал од 30 % од временските интервали во годината; и
 - b. бројот на временски интервали годишно надвор од опсегот на FRCE ниво 2, во временски интервал еднаков на времето за обнова на фреквенцијата, мора да биде помал од 5 % од временските интервали во годината.

член 131

Постапка за примена на критериуми

- (1) Постапката за примена на критериуми вклучува:
- a. собирање податоци за да се оцени квалитетот на фреквенцијата; и
 - b. пресметка на критериумите за процена на квалитетот на фреквенцијата.

член 132

Податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата

- (1) Податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата се:
- a. за синхронна област:
 - i. моментални податоци за фреквенцијата; и

- ii. податоци за моменталното отстапување на фреквенцијата;
 - b. за секој LFC-блок во рамките 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 133

Критериум за проценка на квалитетот на фреквенцијата

- (1) Критериумите за проценка на квалитетот на фреквенцијата се:
- a. за синхроната област, за време на работа во нормален режим на работа или во состојба на тревога како што е дефинирано во член 18(1) и (2), на месечно ниво за моменталните податоци за фреквенцијата:
 - i. средна вредност;
 - ii. стандардно отстапување;
 - iii. 1-, 5-, 10-, 90-, 95- и 99-перцентил;
 - iv. вкупно 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. вкупно 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, во времето за повторно воспоставување на фреквенцијата. Податоците прават разлика помеѓу негативни и позитивни отстапувања на фреквенцијата;
 - b. секој LFC-блок во рамките на синхроната област на континентална Европа, 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:
 - i. за збир на податоци што ги содржи просечните вредности на FRCE во LFC-блокот во временски интервали еднакви на времето за обнова на фреквенцијата:
 - средна вредност;
 - стандардно отстапување;
 - 1-, 5-, 10-, 90-, 95- и 99-перцентил;
 - број 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

- број на временски интервали во кои просечната вредност на FRCE е надвор од опсегот на FRCE на ниво 2, 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 надминува 60 % од резервниот капацитет на FRR и не се враќа на 15 % од резервниот капацитет на FRR во времето на повторното обновување на фреквенциите, правејќи разлика помеѓу негативна и позитивна FRCE;
 - c. Не е применливо.
- (2) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област наведуваат заедничка методологија за процена на ризикот и развој на ризик од исцрпување на FCR во рамките на синхроната област. Оваа методологија се спроведува најмалку еднаш годишно и се базира најмалку 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 134

Постапка за прибирање и доставување податоци

- (1) Постапката за собирање и доставување податоци се состои од следново:
- a. (а) мерење на фреквенцијата на системот;
 - b. (б) пресметување на податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата; и
 - c. (в) обезбедување податоци за процена 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 член 133.

член 135

Мониторинг над синхрона област

- (1) Сите ОЕПС од синхрона област назначуваат еден ОЕПС од таа синхрона област како мониторинг на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област.
- (2) Мониторинг на синхроната област ја спроведува постапката за собирање и доставување податоци за синхроната област од член 132.
- (3) Мониторинг на синхроната област воведува процес на примена на критериумите од член 129.
- (4) Мониторинг на синхроната област собира податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата од својата синхрона област и го спроведува процесот на примена на критериумите, вклучително и пресметката на критериумите за процена на квалитетот, на секои три месеци и во рок од три месеци по завршувањето на анализираниот период.

член 136

Мониторинг на LFC блок

- (1) Сите ОЕПС од LFC-блок именуваат во оперативниот договор за LFC-блок, еден ОЕПС од тој LFC-блок како координатор на блок.
- (2) Координаторот на блокот собира податоци за процена 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 координаторот резултатите од мерењето потребни за да се соберат податоци за процена на квалитетот на фреквенцијата за LFC-блокот.
- (4) Координаторот обезбедува податоци за процена 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 137

Информации за оптоварување и производство

- (1) Во согласност со 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. Овие информации може да вклучуваат:
 - a. временски означена зададена вредност за активна моќност за работа во реално време и во иднина; и
 - b. временски означена вкупна излезна активна моќност.

член 138

Периоди на Градиент во синхрона област

- (1) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област со повеќе од една LFC-области во оперативниот договор за синхрона област наведуваат заеднички период на брзина на промената на вкупните нетирани дневни распореди меѓу LFC-областите од синхроната област. Контролната програма од нетирана моќност на AC-размена за ACE-пресметки се пресметува врз основа на заедничкиот период на брзина на промената.

член 139

Градиент на ограничувања за 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 далекуводи 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 далекуводи што поврзуваат две синхрони области.
- (2) Ограничувањата наведени во став 1 нема да се применуваат за процесот на порамнување на отстапувања, на спојување на фреквенцијата и прекугранично активирање на FRR и RR преку HVDC-интерконективните далекуводи.

- (3) Сите поврзани ОЕПСи на HVDC-интерконективните далекуводи имаат право да утврдат во оперативниот договор од LFC-блокот заеднички ограничувања за излезната активна моќност на тие HVDC-интерконективни далекуводи за да се ограничи нивното влијание врз исполнување на целниот параметар FRCE на поврзаните LFC-блокови со договарање за периоди на брзина на промената и/или максимални стапки на брзина на промената за овие HVDC-интерконективни далекуводи. Тие заеднички ограничувања нема да важат за порамнување на отстапувања, спојување на фреквенцијата, како и прекугранично активирање на FRR и RR преку HVDC-интерконективните далекуводи. Сите ОЕПС од синхрона област ќе ги координираат овие мерки во рамките на синхроната област.
- (4) Сите ОЕПСи од LFC-блок имаат право да ги наведат во оперативниот договор за LFC-блок следниве мерки за поддршка на постигнувањето на целниот параметар FRCE од тој LFC-блок и мерките за ублажување на детерминистичките отстапувања на фреквенцијата, земајќи ги предвид техничките ограничувања на модулите за производство и потрошувачките единици.

член 140

Ублажување

- (1) 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 од таа синхрона област или LFC-блок:
- анализираат дали целните параметри за квалитет на фреквенцијата или целните параметри на FRCE остануваат надвор од целните вредности поставени за синхроната област или LFC-блокот и, доколку постои оправдан ризик дека тоа ќе се случи, ги анализираат причините и даваат препораки; и
 - подготвуваат мерки за ублажување за да се осигурат дека целните вредности за синхроната област или LFC-блокот може во иднина да се постигнат.

Глава 3 - Структура на регулација на оптоварување и фреквенција

член 141

Основна структура

- (1) Сите ОЕПСи од 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 од својата синхрона област.
- (2) Структурата на регулацијата на оптоварувањето и фреквенцијата за секоја синхрона област вклучува:
- структура за активирање на процесот во согласност со член 140; и
 - структура на одговорности во процесите во согласност со член 141.

- (3) Одредбите што се однесуваат на структурата за контрола на оптоварувањето и фреквенција се применуваат само на ОЕПС што работат во синхроната област Континентална Европа. ОЕПС на Договорните страни што работат во други синхронни области се изземени од обврската да ги постигнат целите утврдени во овие одредби од Глава 3 и работат согласно правилата на тие синхронни области.

член 142

Структура на процесот на активирање на резервна моќност

- (1) Структурата на процесот на активирање на резервната моќност вклучува:
- a. FCP во согласност со член 142;
 - b. FRP во согласност со член 143; и
 - c. 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:
- a. RRP во согласност со член 144;
 - b. процес на порамнување на отстапувања во согласност со член 146;
 - c. процес на прекугранично активирање на FRR во согласност со член 147;
 - d. процес на прекугранично активирање на RR во согласност со член 148; и
 - e. освен синхроната област на континентална Европа, корекција на синхроно време во согласност со член 181.

член 143

Структура на одговорноста во процесите

- (1) При утврдување на структурата на одговорност во процесите, сите ОЕПС од секоја синхрона област ги земаат предвид најмалку следниве критериуми:
- a. големина и целокупна инерција, вклучително и виртуелната инерција на синхроната област;
 - b. мрежна структура и/или мрежна топологија; и
 - c. оптоварување, производство и однесување на HVDC.
- (2) Најдоцна во рок од четири месеци по влегувањето во сила на оваа регулатива, сите ОЕПСи во рамките на дадена синхрона област мора заеднички да подготват заеднички предлог за назначување од LFC-блокови што мора да ги исполнуваат следниве барања:
- a. контролна област што се совпаѓа или е дел од само една LFC-област;
 - b. LFC-област што се совпаѓа или е дел од само еден LFC-блок;
 - c. LFC-блок што се совпаѓа или е дел од само една синхрона област; и
 - d. секој елемент на мрежата е дел од само една контролна област, само една LFC-област и само еден LFC-блок.
- (3) Сите ОЕПСи од секоја контролна област континуирано пресметуваат и ја следат размената на активна моќност во контролната област во реално време.

- (4) Сите ОЕПСи од секоја LFC-област:
- континуирано го следат FRCE во LFC-областа;
 - го спроведуваат и водат FRP за LFC-област;
 - бараат да се постигнат целните параметри на FRCE во LFC-областа, како што е утврдено во член 128; и
 - имаат право да извршат еден или повеќе од процесите наведени во член 140(2).
- (5) Сите ОЕПСи од секој LFC-блок:
- настојуваат да ги постигнат целните параметри на FRCE во LFC-блокот, како што е утврдено во член 128; и
 - се усогласуваат со правилата за димензионирање на FRR во согласност со член 157 и правилата за димензионирање на RR во согласност со член 160.
- (6) Сите ОЕПСи од секоја синхрона област:
- го спроведуваат и водат FCP за синхрона област;
 - се усогласуваат со правилата за димензионирање на FCR во согласност со член 153; и
 - настојуваат да се постигнат целните параметри за квалитет на фреквенцијата во согласност со член 127.
- (7) Сите ОЕПСи 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 ОЕПСи 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 ОЕПСи од секој LFC-блок ја наведуваат 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 ОЕПСи од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ја одредуваат распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од соодветната синхрона област за исполнување на обврските утврдени во став 6.
- (11) Сите ОЕПСи од две или повеќе соседни LFC-области поврзани со интерконективните далекуводи имаат право да воспостават LFC-блок доколку се исполнети условите за LFC-блок утврдени во став 5.

член 144

Процес на примарна регулација (FCR)

- Регулацијата на процесот на FCR се обидува да ја стабилизира фреквенцијата на системот со активирање на FCR.
- Општата карактеристика за активирање на FCR во рамките на синхроната област го рефлектира монотоното намалување на активирањето на FCR како функција на отстапување на фреквенцијата.

член 145

Процес а обновување на фреквенцијата (FRP)

- (1) Регулацијата на FRR се обидува да:
 - a. го регулира FCR кон нула во рамките на времето за обнова на фреквенцијата;
 - b. за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, го замени прогресивно активираниот FCR со активирање на FRR во согласност со член 145.
- (2) FRCE е:
 - a. грешка на контролна област на LFC-област, каде што има повеќе од една LFC-област во синхрона област; или
 - b. 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:
 - a. вкупен проток на активна моќност на интерконективен далекувод и виртуелен далекувод; и
 - b. програмата за регулирање 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 146

Процес на резерва на активна моќност (RRP)

- (1) Регулацијата на RRP има за цел да исполни најмалку една од следниве цели со активирање на RR:
 - a. прогресивно повторно воспоставување на активиран FRR;
 - b. поддршка за активирање на FRR;
 - c. Не е применливо.
- (2) Со RRP се управува во согласност со упатствата за активирање на мануелниот RR со цел да се постигне регулацијата во согласност со став 1.

член 147

Автоматска и мануелна постапка за обнова на фреквенција

- (1) Секој ОЕПС од секоја LFC-област спроведува автоматски и мануелен FRP.
- (2) Не е применливо.

- (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 воспоставуваат мануелна постапка за спроведување на FRP во оперативниот договор за LFC-област.
- (4) Автоматскиот FRP се изведува како затворена јамка, каде FRCE е влезната вредност и зададената вредност за активирање на автоматскиот FRR е излезната вредност. Зададената вредност за активирање на автоматскиот FRR се пресметува со единечен контролер за автоматска обнова на фреквенција регулиран од ОЕПС во неговата LFC-област. За контролните области во континентална Европа контролорот за обнова на фреквенција треба:
- да биде уред за автоматска контрола дизајниран да го намали FRCE на нула;
 - да дејствува пропорционално-интегрално;
 - да има контролен алгоритам што спречува интегралниот член на пропорционално-интегралниот регулатор да ја акумулира контролната грешка и да ја надмине зададената точка; и
 - да има функционалност за режим на работа во случај на вонредна и состојба на тревога.
- (5) Со mFRP се управува во согласност со упатствата за активирање на мануелниот FRR со цел да се постигне контрола во согласност со член 143 став 1.
- (6) Покрај спроведувањето на автоматскиот FRP во LFC-областите, сите ОЕПС од 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:
- пресметка и следење на FRCE на целиот LFC-блок; и
 - земање предвид на FRCE на целиот LFC-блок при пресметување на зададената вредност за активирање на автоматскиот FRR во согласност со член 143(3) покрај FRCE од неговата LFC-област.

член 148

Процес на нетирање на нерамнотежи

- (1) Целта на процесот на нетирање на нерамнотежи е намалување на обемот на истовремени спротивставени активации на FRR во различните LFC области преку размена на моќност за нетирање на нерамнотежи.
- (2) Секој ОЕПС има право да го имплементира процесот на нетирање на нерамнотежи за LFC области во рамките на ист LFC блок, помеѓу различни LFC блокови или помеѓу различни синхрони области, со склучување договор за нетирање на нерамнотежи.
- (3) ОЕПС го имплементираат процесот на нетирање на нерамнотежи на начин што не влијае на:
- стабилноста на FCP на синхроната област или синхроните области вклучени во процесот на нетирање на отстапувања;
 - стабилноста на FRP и RRP на секоја LFC област управувана од ОЕПС што учествуваат или се засегнати; и

- с. оперативната сигурност.
- (4) ОЕПС ја имплементираат размената на моќност за нетирање на нерамнотежи помеѓу LFC области во рамките на една синхрона област на најмалку еден од следните начини:
- со дефинирање проток на активна моќност преку виртуелна врзна линија, кој е дел од пресметката на FRCE;
 - со прилагодување на протокот на активна моќност преку HVDC интерконектори.
- (5) ОЕПС ја имплементираат размената на моќност за нетирање на нерамнотежи помеѓу LFC области од различни синхрони области преку прилагодување на протокот на активна моќност преку HVDC интерконектори.
- (6) ОЕПС ја имплементираат размената на моќност за нетирање на нерамнотежи на LFC област на начин што не го надминува реалниот обем на активација на FRR потребен за регулирање на FRCE на таа LFC област на нула без размена на моќност за нетирање на нерамнотежи.
- (7) Сите ОЕПС што учествуваат во ист процес на нетирање на нерамнотежи обезбедуваат збирот на сите разменети моќности за нетирање на нерамнотежи да биде еднаков на нула.
- (8) Процесот на нетирање на нерамнотежи вклучува резервен механизам кој обезбедува размената на моќност за нетирање на нерамнотежи за секоја LFC област да биде нула или ограничена на вредност за која може да се гарантира оперативна сигурност.
- (9) Кога LFC блок се состои од повеќе од една LFC област и резервниот капацитет за FRR, како и резервниот капацитет за RR, се пресметува врз основа на нерамнотежите на LFC блокот, сите ОЕПС од истиот LFC блок имплементираат процес на нетирање на нерамнотежи и разменуваат максимален обем на моќност за нетирање на нерамнотежи утврден во став 6 со други LFC области од истиот LFC блок.
- (10) Кога процесот на нетирање на нерамнотежи се имплементира за LFC области од различни синхрони области, сите ОЕПС разменуваат максимален обем на моќност за нетирање на нерамнотежи утврден во став 6 со други ОЕПС од истата синхрона област што учествуваат во тој процес.
- (11) Кога процесот на нетирање на нерамнотежи се имплементира за LFC области што не се дел од ист LFC блок, сите ОЕПС од вклучените LFC блокови постапуваат согласно обврските од член 141, став 5, независно од размената на моќност за нетирање на нерамнотежи.

член 149

Процес на прекугранично активирање на FRR

- (1) Регулирањето на процесот на прекугранично активирање на FRR му овозможува на ОЕПС да изврши FRP за размена на енергија за обновување на фреквенција помеѓу LFC-областите.
- (2) ОЕПС има право, склучувајќи договор за прекугранично активирање на FRR, да спроведе процес на прекугранично активирање на FRR за LFC-областите од истиот LFC-блок, помеѓу различни LFC-блокови или помеѓу различни синхрони области.

- (3) ОЕПС го спроведуваат процесот на прекугранично активирање на FRR на начин што не влијае на:

член 150

Процес на прекугранично активирање на RR

- (1) Регулацијата на процесот на прекугранично активирање на RR се обидува да му овозможи на ОЕПС да изврши RRP преку програмата за регулирање меѓу LFC-областите.
- (2) ОЕПС има право, со склучување договор за прекугранично активирање на RR, да го спроведе процесот на прекугранично активирање на RR за LFC-областите од истиот LFC-блок, помеѓу различни LFC-блокови или помеѓу различни синхрони области.
- (3) ОЕПС го спроведува процесот на прекугранично активирање на RR на начин што не влијае на:
 - a. стабилноста на FCP од синхроните области кои учествуваат во процесот на прекугранично активирање на RR;
 - b. стабилноста на FRP и RRP на секоја LFC-област управувана од учесници на ОЕПС или засегнати ОЕПС; и
 - c. оперативната сигурност.
- (4) ОЕПС ја спроведува програмата за регулирање помеѓу LFC-областите од истата синхрона област преку едно од следниве дејства:
 - a. одредување на протокот на активна моќност преку виртуелниот далекувод што е дел од пресметката на FRCE;
 - b. приспособување на програмата за регулирање; или
 - c. приспособување на протоците на активна моќност низ HVDC-интерконективните далекуводи.
- (5) ОЕПС ја спроведува програмата за регулирање помеѓу LFC-областите од различни синхрони области со приспособување на протоци на активна моќност преку HVDC-интерконективните далекуводи.
- (6) ОЕПС коишто учествуваат во истиот процес на прекугранично активирање на RR се осигуруваат дека збирот на сите програми за регулирање е еднаков на нула.
- (7) Процесот на прекугранично активирање на RR вклучува механизам за замена за да се осигури дека програмата за регулирање на секоја LFC-област е еднаква на нула или ограничена на вредност за која може да се гарантира оперативна сигурност.

член 151

Општи барања за процесот на прекугранична регулација

- (1) Сите ОЕПСи вклучени во размената или распределбата на FRR или RR, доколку е соодветно, спроведуваат процес на прекугранично активирање на FRR или RR.
- (2) Сите ОЕПСи од синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ги дефинираат улогите и одговорностите на ОЕПС кои го спроведуваат процесот на порамнување на отстапувања, 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 процес на порамнување на отстапувања, истиот процес на прекугранично активирање на FRR или истиот процес на прекугранично активирање на RR во соодветните договори ги дефинираат улогите и одговорностите на сите ОЕПСи, вклучително и:
- a. доставување на сите влезни податоци потребни за:
 - i. пресметка на размената на моќност во однос на оперативните сигурносни ограничувања; и
 - ii. анализа на оперативната сигурност во реално време извршена од оператори коишто се учесници или засегнатите;
 - b. обврска да се пресмета размената на моќност; и
 - c. спроведување на оперативни постапки за да се обезбеди оперативна сигурност.
- (4) Без да е во спротивност со член 146 став 9, 10 и 11 и во рамките на договорот наведен во членовите од 122 до 124, сите ОЕПСи кои учествуваат во истиот процес на порамнување на отстапувања, 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 ОЕПСи што управуваат со LFC-области или LFC-блокови приклучени со интерконективни далекуводи меѓусебно да разменуваат моќност за порамнување на отстапувања, моќност за обнова на фреквенцијата или моќност за надополнување на резервите пред размена со други ОЕПСи.

член 152

Известувања на операторите на електропреносните системи

- (1) ...
- a. ОЕПС кои што се вклучени;
 - b. очекувана количина на размена на моќност како резултат на процесот на порамнување на отстапувања, процес на прекугранично активирање на FRR или процес на прекугранично активирање на RR;
 - c. вид на резервите и максималната количина на размена или дистрибуција на резерви; и
 - d. временската рамка на размената или споделувањето на резерви.
- (2) Доколку се спроведе процес на порамнување на отстапувања, процес на прекугранично активирање на FRR или процес на прекугранично 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 од таа синхрона област.
- (3) Засегнатиот ОЕПС има право:

- a. да бара испорака на вредности во реално време за размена на моќност во процесот на порамнување на отстапувања, размена на моќност за обнова на фреквенција и програма за регулирање потребни за анализа на оперативна сигурност во реално време; и
- b. да бара спроведување на оперативна постапка што му овозможува да постави ограничувања за размена на моќност за порамнување на отстапувања, размена на моќност за обнова на фреквенција и програма за регулирање помеѓу соодветните LFC-области.

член 153

Инфраструктура

- (1) Сите ОЕПСи 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 ОЕПСи од 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, вклучително и:
 - a. точност, резолуција, достапност и вишок на мерења на протокот на активна моќност и виртуелниот далекувод;
 - b. достапност и вишок на системи за дигитална регулација;
 - c. достапност и вишок на комуникациска инфраструктура; и
 - d. протоколи за комуникација.
- (3) Сите ОЕПСи од 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 синхрона област на LFC-област:
 - a. обезбедува доволен квалитет и достапност на пресметките за FRCE;
 - b. го следи квалитетот на пресметките за FRCE во реално време;
 - c. презема мерки во случај на погрешна пресметка за FRCE; и
 - d. 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 154

Состојби на системот поврзани со фреквенција 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 отстапувањата 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 рамките на 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, протоколот 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 од својата синхрона област, презема мерки за ограничување на нивните негативни ефекти врз балансот на производството и потрошувачката.
- (3) Сите ОЕПС од секоја синхрона област ја одредуваат размената на податоци во реално време во согласност со член 42 кои мора да вклучуваат:
 - a. состојба на преносниот систем во согласност со член 18; и
 - b. податоци за мерење во реално време поврзани со FRCE од LFC-блоковите и LFC-областите од засегнатата 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 секоја синхрона област 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 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) <..>
- (8) Сите ОЕПС од LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ги специфицираат оперативните постапки за случаи на исцрпување на FRR или RR. Според овие оперативни постапки, ОЕПС од LFC-блок имаат право да бараат промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство и потрошувачките единици.
- (9) ОЕПС од LFC-блок имаат тенденција да избегнуваат FRCE кои траат подолго од времето за повторно обновување на фреквенцијата.
- (10) Сите ОЕПС од синхрона област во оперативниот договор со синхроната област ги специфицираат оперативните постапки за состојба на тревога предизвикана од

надминување на ограничувањата на фреквенцијата на системот. Целта на оперативните постапки 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 постапки вклучуваат право на ОЕПС да отстапуваат од обврската во согласност со член 143 став 1.

- (11) Доколку системот работи во состојба на тревога поради недоволни резерви на активна моќност во согласност со член 18, ОЕПС од LFC-блоковите поврзани со оваа состојба ќе работат во тесна соработка со други ОЕПС од таа синхрона област и ОЕПС во други синхрони области да ги воспостават и заменат потребните нивоа на резерви на активна моќност. Затоа, ОЕПС од LFC-блок имаат право да побараат промени во производството или потрошувачката на активна моќност на модулите за производство или потрошувачките единици во нивната контролна област со цел да се намалат или да се отстранат прекршувањата на барањата за резервите на активна моќност.
- (12) Ако едноминутната просечна FRCE од LFC-блок е над опсегот на ниво 2 FRCE најмалку за време на повторно обновување на фреквенцијата, а ОЕПС од LFC-блокот не очекуваат FRCE да биде доволно намалена со преземање на мерките во став 15, тие имаат право да бараат промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство или потрошувачките единици во нивните области со цел да се намали FRCE, како што е утврдено во став 16.
- (13) За континентална Европа, каде што FRCE од LFC-блок надминува 25 % од референтниот инцидент на синхроната област за повеќе од 30 последователни минути и ако ОЕПС од 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 потрошувачки 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:
 - a. ги известува другите ОЕПС од LFC-блокот; и
 - b. 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 од 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 LFC-блок активно да го намалат отстапувањето на фреквенцијата со активирање на прекуграничната резерва. Во случаите наведени во ставовите од 11 до 13, сите ОЕПС од таа синхрона област ќе се обидат да им овозможат на ОЕПС во засегнатиот LFC-блок да ја намалат нивната FRCE.
- (16) ОЕПС од 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 потрошувачките единици во нивната област.

Глава 5 - Примарна резерва (FCR)

член 155

Димензионирање на FCR

- (1) Сите ОЕПСи 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 ОЕПСи од секоја синхрона област ги одредуваат правилата за димензионирање во оперативниот договор на синхроната област според следниве критериуми:
 - a. резервниот капацитет за FCR потребен за синхроната област мора да опфаќа најмалку 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);
 - b. големината на референтниот инцидент се одредува во согласност со следниве барања:
 - i. за синхроната област на континентална Европа, референтниот инцидент е 3.000 MW во позитивна насока и 3.000 MW во негативна насока;
 - ii. Не е применливо.
 - c. за синхроната област на континентална Европа, сите ОЕПСи од таа синхрона област имаат право да дефинираат веројатен пристап кон димензионирање за FCR земајќи ги предвид моделот за оптоварувањето, производството и инерцијата, вклучително 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
 - d. 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 од таа синхрона област за една година.

член 156

Барања за технички минимум на FCR

- (1) Секој ОЕПС кој дава резерви мора да се осигури дека FCR е во согласност со карактеристиките наведени за неговата синхрона област во Табелата од Анекс V.
- (2) Сите ОЕПС од 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 рамките на синхроната област врз основа на техничките параметри и во рамките на опсегот наведен во член 15(2)(г) од Регулацијата (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 рамките на синхроната

област. За да воведат дополнителни карактеристики, ОЕПС применуваат преоден рок, дефиниран во договор со погодените даватели на FCR.

- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви има право да утврди дополнителни барања за групите што обезбедуваат FCR, во рамките на опсезите утврдени во Прилог 3 – Барања за приклучување на производни единици и Прилог 4 – Барања за приклучување на потрошувачи, со цел да се обезбеди оперативна сигурност. Овие дополнителни барања се засноваат на технички причини, како што е географската распределба на производните модули или објектите за потрошувачка што припаѓаат на групата што обезбедува FCR. Давателот на FCR обезбедува можност за следење на активацијата на FCR на единиците што обезбедуваат FCR во рамките на групата што обезбедува резерви.
- (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 засноваат на технички причини како што се географската локација на модулите за производство или потрошувачките единици кои припаѓаат на група на даватели на услуги за FCR.
- (5) Секоја FCR и секоја група на даватели на услуги за FCR примаат резерви од само еден ОЕПС.
- (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 од Анекс V и сите дополнителни карактеристики или барања утврдени во согласност со ставовите 2 и 3 и да го активираат договорениот FCR со пропорционален регулатор 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 Прилог 3 – Барања за приклучување на производни единици.
- (7) Секој ОЕПС во рамките на синхроната област на континентална Европа гарантира дека комбинираниот одговор на FCR на одредена LFC-област ги исполнува следниве барања:
 - a. активирањето на FCR не смее да се одложува вештачки и мора да започне што е можно побрзо по отстапувањето на фреквенцијата;
 - b. ако отстапувањето на фреквенцијата е 200 mHz или повеќе, се обезбедува најмалку 50 % од целиот капацитет на FCR по 15 секунди;
 - c. ако отстапувањето на фреквенцијата е 200 mHz или повисоко, 100% од целиот капацитет на FCR се обезбедува по 30 секунди;
 - d. 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
 - e. ако отстапувањето на фреквенцијата е помало од 200 mHz, приклучениот активиран FCR капацитет ќе биде пропорционален на најмалку времето на одговор од точките од (a) 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, најмалку следниве информации:

- a. временски означен статус за да се види дали FCR е активиран;
 - b. временски означени податоци за активна моќност потребни за да се потврди активирањето на FCR, вклучително и временски означена тековна активна моќност;
 - c. статизмот на регулаторот за модули за производство тип C и D, како што е дефинирано во Прилог 3 – Барања за приклучување на производни единици, 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 28 од Прилог 4 - Барања за приклучување на потрошувачи.
- (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 157

Процес на преквалификација на FCR

- (1) Не подоцна од 12 месеци по влегувањето во сила на оваа регулатива, секој ОЕПС мора да подготви процес на претквалификација на FCR и да ги објави деталите за истиот.
- (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 од 3 до 6 од 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 овие Правила, ова ќе се признае во процесот на претквалификација.
- (6) Квалификацијата на балансите единици или групите даватели на услуги за FCR се проценува повторно:
 - a. најмалку на секои пет години;
 - b. ако се променат техничките барања или барањата за достапност или опремата; и
 - c. ако е надградена опрема поврзана со активирање на FCR.

член 158
Обезбедување на FCR

- (1) Секој ОЕПС обезбедува гарантирање на најмалку 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 рамките на дадена синхрона област ја одредуваат, најмалку еднаш годишно, големината на контролниот фактор К на таа синхрона област земајќи ги предвид најмалку следниве фактори:
 - a. резервниот капацитет на FCR поделен со максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба;
 - b. автоматското регулирање на производството;
 - c. саморегулацијата на оптоварување, земајќи го предвид придонесот во согласност со членовите 27 и 28 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388;
 - d. фреквенциски одзив на HVDC конекторите наведени во член 172; и
 - e. активирањето на LFSM и FSM во согласност со членовите 13 и 15 од Регулативата (ЕУ) 2016/631.
- (3) Сите ОЕПС од 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 најмалку на:
 - a. првичните обврски за FCR;
 - b. автоматското регулирање на производството;
 - c. саморегулацијата на оптоварување;
 - d. поврзувањето на процесот на одржување на фреквенцијата помеѓу синхроните области преку HVDC-интерконективни далекуводи;
 - e. размената на FCR.
- (4) Давателот на услуги за FCR гарантира постојана достапност на FCR, освен во случај на присилни исклучувања 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:
- a. 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;
 - b. Не е применливо.
- (7) Балансната единица за FCR или група на даватели на услуги за FCR која располага со енергетски резервоар што не ја ограничува нејзината способност за обезбедување FCR го активира својот FCR сè додека трае отстапувањето на фреквенцијата.
- (8) Единица што обезбедува FCR или група што обезбедува FCR со енергетски резервоар што ја ограничува способноста за обезбедување FCR го активира својот FCR сè додека трае отстапувањето на фреквенцијата, освен во случај кога енергетскиот резервоар се исцрпи во позитивна или негативна насока. За синхроната област Континентална Европа, секој давател на FCR обезбедува FCR од своите единици или групи со ограничени енергетски резервоари да биде континуирано достапен во нормална состојба на системот. За синхроната област Континентална Европа <...>, од моментот на активирање на состојба на тревога и за време на состојбата на тревога, секој давател на FCR обезбедува неговите единици или групи со ограничени енергетски резервоари да можат континуирано и целосно да го активираат FCR во временски период утврден согласно ставовите 10 и 11. Доколку временскиот период не е утврден согласно ставовите 10 и 11, секој давател на FCR обезбедува неговите единици или групи со ограничени енергетски резервоари да можат континуирано и целосно да го активираат FCR во траење од најмалку 15 минути или, во случај на отстапувања на фреквенцијата помали од отстапување што бара целосна активација на FCR, за еквивалентен временски период, или за временски период утврден од секој ОЕПС, кој не смее да биде подолг од 30 минути ниту пократок од 15 минути.
- (9) За синхроната област на континентална Европа секој давател на FCR ќе осигури дека FCR од неговите балансни единици за FCR ја применуваат методологијата што се однесува на минималниот период за активација за да се обезбеди од страна на FCR давателите прилагодена според овие правила.
- (10) Не е применливо.
- (11) Давателот на FCR ги утврдува ограничувањата на резервите на своите единици што обезбедуваат FCR или групи што обезбедуваат FCR во постапката на преквалификација, согласно член 155.
- (12) Давателот на FCR што користи единици или групи со енергетски резервоар што ја ограничува нивната способност за обезбедување FCR обезбедува обновување на енергетските резервоари во позитивна или негативна насока согласно следните критериуми:
- a. Не е применливо.

- b. за синхроната област Континентална Европа <...>, давателот на FCR обезбедува обновување на енергетските резервоари што е можно побрзо, најдоцна во рок од 2 часа по завршувањето на состојбата на тревога.

Глава 6 – Резерва за обновување на фреквенцијата (FRR)

член 159

Димензионирање на FRR

- (1) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок ги утврдуваат правилата за димензионирање на FRR во оперативниот договор за LFC-блок.
- (2) Правилата за димензионирање на FRR вклучуваат најмалку:
 - a. сите ОЕПСи на LFC-блок во синхроната област на континентална Европа <...> го утврдуваат потребниот резервен капацитет на FRR за LFC-блокот врз основа на последователни историски записи што ги опфаќаат најмалку историските вредности на нерамнотежата на LFC-блокот. Земањето примероци од тие историски записи опфаќа најмалку време за обнова на фреквенцијата. Временскиот период што се зема предвид за тие записи е репрезентативен и вклучува најмалку целосен период од една година, кој завршува не порано од 6 месеци пред датумот на пресметката;
 - b. сите ОЕПСи на LFC-блок во синхроната област на континентална Европа <...> го утврдуваат резервниот капацитет на FRR за LFC-блокот доволен за да се почитуваат тековните целни параметри на FRCE од член 128 за временскиот период наведен во точка (а), врз основа најмалку на веројатносна методологија. При користење на таа методологија, ОЕПСите ги земаат предвид ограничувањата утврдени во договорите за распределба или размена на резерви поради можни нарушувања на оперативната сигурност и барањата за достапност на FRR. Сите ОЕПСи на LFC-блок ги земаат предвид сите очекувани значајни промени во распределбата на нерамнотежите на LFC-блокот или други релевантни влијателни фактори во однос на разгледуваниот временски период;
 - c. сите ОЕПСи на LFC-блок го утврдуваат односот помеѓу автоматска FRR и мануелна FRR, целосното време на активирање на автоматската FRR и целосното време на активирање на мануелната FRR, со цел да се исполни барањето од точка (б). За таа цел, целосното време на активирање на автоматската FRR на LFC-блокот и целосното време на активирање на мануелната FRR на LFC-блокот не смеат да бидат подолги од времето за обнова на фреквенцијата;
 - d. ОЕПСите на LFC-блок ја утврдуваат големината на референтниот инцидент, кој претставува најголема нерамнотежа што може да настане од моментална промена на активната моќност на еден модул за производство на електрична енергија, еден потрошувачки објект, или еден HVDC-интерконектор, или од испад на AC-далекувод во рамките на LFC-блокот;

- e. сите ОЕПСи на LFC-блок го утврдуваат позитивниот резервен капацитет на FRR, кој не смее да биде помал од позитивниот димензионарачки инцидент на LFC-блокот;
 - f. сите ОЕПСи на LFC-блок го утврдуваат негативниот резервен капацитет на FRR, кој не смее да биде помал од негативниот димензионарачки инцидент на LFC-блокот;
 - g. сите ОЕПСи на LFC-блок го утврдуваат резервниот капацитет на FRR на LFC-блокот, сите можни географски ограничувања за неговата распределба во рамките на LFC-блокот и сите можни географски ограничувања за размена или распределба на резерви со други LFC-блокови, со цел да се почитуваат ограничувањата на оперативната сигурност;
 - h. сите ОЕПСи на LFC-блок обезбедуваат дека позитивниот резервен капацитет на FRR или комбинација од резервен капацитет на FRR и RR е доволна да ги покрие позитивните нерамнотежи на LFC-блокот најмалку во 99 % од времето, врз основа на историските записи наведени во точка (a);
 - i. сите ОЕПСи на LFC-блок обезбедуваат дека негативниот резервен капацитет на FRR или комбинација од резервен капацитет на FRR и RR е доволна да ги покрие негативните нерамнотежи на LFC-блокот најмалку во 99 % од времето, врз основа на историските записи наведени во точка (a);
 - j. сите ОЕПСи на LFC-блок имаат право да го намалат позитивниот резервен капацитет на FRR на LFC-блокот кој произлегува од процесот на димензионирање на FRR, со склучување договор за распределба на FRR со други LFC-блокови во согласност со одредбите од Наслов 8.
- (3) За тој договор за распределба се применуваат следниве барања:
- a. Сите ОЕПСи на LFC-блок, кога LFC-блокот се состои од повеќе од еден ОЕПС, во оперативниот договор за LFC-блок ја утврдуваат конкретната распределба на одговорностите меѓу ОЕПСите на LFC-областите за спроведување на обврските утврдени во став 2.
 - b. Сите ОЕПСи на LFC-блок во секое време располагаат со доволен резервен капацитет на FRR во согласност со правилата за димензионирање на FRR. ОЕПСите на LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок утврдуваат ескалациска постапка за случаи на сериозен ризик од недоволен резервен капацитет на FRR во LFC-блокот.

член 160

Минимални технички барања за FRR

- (1) Минималните технички барања за FRR се следниве:
- a. секоја единица што обезбедува FRR и секоја група што обезбедува FRR мора да биде поврзана само со еден ОЕПС надлежен за приклучување на резерви;
 - b. единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR ја активира FRR во согласност со зададената вредност (задавање) примена од ОЕПС кој издава инструкции за резерви;

- c. ОЕПС кој издава инструкции за резерви е ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или ОЕПС назначен од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви во договор за размена на FRR согласно член 165(3) или 171(4);
 - d. единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR за автоматска FRR има доцнење на активирање на автоматската FRR кое не надминува 30 секунди;
 - e. давателот на FRR обезбедува дека активирањето на FRR на единиците што обезбедуваат FRR во рамките на група што обезбедува резерви може да се следи. За таа цел, давателот на FRR мора да биде способен да му доставува на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и на ОЕПС кој издава инструкции за резерви мерења во реално време на точката на приклучување или на друга точка на интеракција договорена со ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, во врска со:
 - i. временски означена планирана излезна активна моќност;
 - ii. временски означена моментална активна моќност за:
 - секоја единица што обезбедува FRR; — секоја група што обезбедува FRR; и
 - секој модул за производство на електрична енергија или потрошувачка единица што е дел од група што обезбедува FRR со максимална излезна активна моќност поголема или еднаква на 1,5 MW;
 - f. единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR за автоматска FRR мора да биде способна да го активира целиот свој резервен капацитет за автоматска FRR во рамките на целосното време на активирање на автоматската FRR;
 - g. единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR за мануелна FRR мора да биде способна да го активира целиот свој резервен капацитет за мануелна FRR во рамките на целосното време на активирање на мануелната FRR;
 - h. давателот на FRR ги исполнува барањата за достапност на FRR; и
 - i. единица што обезбедува FRR или група што обезбедува FRR ги исполнува барањата за брзина на промена на LFC-блокот.
- (2) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок согласно член 119 ги утврдуваат барањата за достапност на FRR и барањата за квалитет на регулацијата за единиците што обезбедуваат FRR и групите што обезбедуваат FRR за нивниот LFC-блок.
- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви ги усвојува техничките барања за приклучување на единици што обезбедуваат FRR и групи што обезбедуваат FRR, со цел да се обезбеди сигурна и безбедна испорака на FRR.
- (4) Секој давател на FRR:
- a. обезбедува неговите единици што обезбедуваат FRR и групи што обезбедуваат FRR да ги исполнуваат минималните технички барања за FRR, барањата за достапност на FRR и барањата за брзина на промена наведени во ставовите 1 до 3; и
 - b. го известува својот ОЕПС кој издава инструкции за резерви за намалување на реалната достапност на неговата единица што обезбедува FRR, или на неговата група што обезбедува FRR, или на дел од неговата група што обезбедува FRR, што е можно побрзо.

- (5) Секој ОЕПС кој издава инструкции за резерви обезбедува следење на усогласеноста со минималните технички барања за FRR од став 1, барањата за достапност на FRR од став 2, барањата за брзина на промена од став 1 и барањата за приклучување од став 3, од страна на неговите единици што обезбедуваат FRR и групи што обезбедуваат FRR.

член 161

Процес на претквалификација за FRR

- (1) Во рок од 12 месеци по влегувањето во сила на овие Правила, секој ОЕПС изготвува процес на претквалификација за FRR и ги појаснува и јавно ги објавува неговите детали.
- (2) Потенцијален давател на FRR му докажува на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или на ОЕПС назначен од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви во договорот за размена на FRR дека ги исполнува минималните технички барања за FRR од член 158(1), барањата за достапност на FRR од член 158(2), барањата за брзина на промена од член 158(1) и барањата за приклучување од член 158(3), со успешно завршување на процесот на претквалификација на потенцијални единици што обезбедуваат FRR или потенцијални групи што обезбедуваат FRR, опишан во ставовите 3 до 6 од овој член.
- (3) Потенцијален давател на FRR поднесува формално барање до релевантниот ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или до назначениот ОЕПС, заедно со потребните информации за потенцијалните единици што обезбедуваат FRR или потенцијалните групи што обезбедуваат FRR. Во рок од 8 недели од приемот на барањето, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС потврдува дали барањето е целосно. Доколку ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС смета дека барањето е нецелосно, тој бара дополнителни информации, а потенцијалниот давател на FRR ги доставува бараните дополнителни информации во рок од 4 недели од приемот на барањето. Доколку потенцијалниот давател на FRR не ги достави бараните информации во наведениот рок, ќе се смета дека барањето е повлечено.
- (4) Во рок од 3 месеци откако ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ќе потврди дека барањето е целосно, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ги оценува доставените информации и одлучува дали потенцијалните единици што обезбедуваат FRR или групи што обезбедуваат FRR ги исполнуваат критериумите за претквалификација за FRR. ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ја известува својата одлука на потенцијалниот давател на FRR.
- (5) Квалификацијата на единиците што обезбедуваат FRR или групите што обезбедуваат FRR, извршена од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или од назначениот ОЕПС, важи за целиот LFC-блок.
- (6) Квалификацијата на единиците што обезбедуваат FRR или групите што обезбедуваат FRR повторно се оценува:
 - a. најмалку еднаш на секои 5 години; и
 - b. доколку се променат техничките барања или барањата за достапност или опремата.
- (7) Со цел да се обезбеди оперативна сигурност, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви има право да ги исклучи групите што обезбедуваат FRR од обезбедувањето на

FRR, врз основа на технички аргументи како што се географската распределба на модулите за производство на електрична енергија или потрошувачките единици што припаѓаат на група што обезбедува FRR.

Глава 7 – Резерви за замена (RR)

член 162

Димензионирање на RR

- (1) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок имаат право да имплементираат процес на замена на резерви (RRP).
- (2) Со цел да се исполнат целните параметри на FRCE наведени во член 128, сите оператори на електропреносни системи (ОЕПС) во рамките на LFC блок со процес на замена на резерви (RRP), кои спроведуваат комбиниран процес на димензионирање на FRR и RR за да ги исполнат барањата од член 157(2), ги дефинираат правилата за димензионирање на RR во оперативниот договор за LFC блок.
- (3) Правилата за димензионирање на RR содржат најмалку следниве барања:
 - a. за синхроната област на континентална Европа <...> постои доволен позитивен резервен капацитет на RR за да се обнови потребната количина на позитивна FRR. <...>
 - b. за синхроната област на континентална Европа <...> постои доволен негативен резервен капацитет на RR за да се обнови потребната количина на негативна FRR. <...>
 - c. постои доволен резервен капацитет на RR, кога тоа се зема предвид за димензионирање на резервниот капацитет на FRR со цел да се почитува целниот параметар за квалитет на FRCE за разгледуваниот временски период; и
 - d. почитување на оперативната сигурност во рамките на LFC-блок при утврдување на резервниот капацитет на RR.
- (4) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок можат да го намалат позитивниот резервен капацитет на RR на LFC-блокот, кој произлегува од процесот на димензионирање на RR, со изготвување договор за споделување на RR за тој позитивен резервен капацитет на RR со други LFC-блокови во согласност со одредбите од Наслов 8 од Дел IV. ОЕПС кој прима способност за регулација го ограничува намалувањето на својот позитивен резервен капацитет на RR со цел да:
 - a. гарантира дека и понатаму може да ги исполни целните параметри на FRCE утврдени во член 128;
 - b. обезбеди дека оперативната сигурност не е загрозена; и
 - c. обезбеди дека намалувањето на позитивниот резервен капацитет на RR не го надминува преостанатиот позитивен резервен капацитет на RR на LFC-блокот.
- (5) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок можат да го намалат негативниот резервен капацитет на RR на LFC-блокот, кој произлегува од процесот на димензионирање на RR, со изготвување договор за споделување на RR за тој негативен резервен капацитет на RR

со други LFC-блокови во согласност со одредбите од Наслов 8 од Дел IV. ОЕПС кој прима способност за регулација го ограничува намалувањето на својот негативен резервен капацитет на RR со цел да:

- a. гарантира дека и понатаму може да ги исполни целните параметри на FRCE утврдени во член 128;
 - b. обезбеди дека оперативната сигурност не е загрозена; и
 - c. обезбеди дека намалувањето на негативниот резервен капацитет на RR не го надминува преостанатиот негативен резервен капацитет на RR на LFC-блокот.
- (6) Кога LFC-блокот е управуван од повеќе од еден ОЕПС и доколку процесот е потребен за LFC-блокот, сите ОЕПСи на тој LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ја утврдуваат распределбата на одговорностите меѓу ОЕПСите на различни LFC-области за спроведување на правилата за димензионирање наведени во став 3.
- (7) ОЕПС располага со доволен резервен капацитет на RR во секое време, во согласност со правилата за димензионирање на RR. ОЕПСите на LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок утврдуваат ескалациска постапка за случаи на сериозен ризик од недоволен резервен капацитет на RR во LFC-блокот.

член 163

Минимални технички барања за RR

- (1) Единиците што обезбедуваат RR и групите што обезбедуваат RR мора да ги исполнуваат следниве минимални технички барања:
- a. приклучување само на еден ОЕПС надлежен за приклучување на резерви;
 - b. активирање на RR во согласност со зададената вредност (задавање) примена од ОЕПС кој издава инструкции за резерви;
 - c. ОЕПС кој издава инструкции за резерви е ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или ОЕПС назначен од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви во договор за размена на RR согласно член 165(3) или 171(4);
 - d. активирање на целиот резервен капацитет на RR во рамките на времето на активирање определено од ОЕПС кој издава инструкции;
 - e. деактивирање на RR во согласност со зададената вредност (задавање) примена од ОЕПС кој издава инструкции за резерви;
 - f. давателот на RR обезбедува дека активирањето на RR на единиците што обезбедуваат RR во рамките на група што обезбедува резерви може да се следи. За таа цел, давателот на RR мора да биде способен да му доставува на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и на ОЕПС кој издава инструкции за резерви мерења во реално време на точката на приклучување или на друга точка на интеракција договорена со ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, во врска со:
 - i. временски означена планирана излезна активна моќност, за секоја единица што обезбедува RR и група што обезбедува RR и за секој модул за производство на електрична енергија или потрошувачка единица од група што обезбедува RR со максимална излезна активна моќност поголема или еднаква на 1,5 MW;

- ii. временски означена моментална активна моќност, за секоја единица што обезбедува RR и група што обезбедува RR и за секој модул за производство на електрична енергија или потрошувачка единица од група што обезбедува RR со максимална излезна активна моќност поголема или еднаква на 1,5 MW;
 - g. исполнување на барањата за достапност на RR.
- (2) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ги утврдуваат барањата за достапност на RR и барањата за квалитет на регулацијата за единиците што обезбедуваат RR и групите што обезбедуваат RR.
- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви ги усвојува техничките барања за приклучување на единици што обезбедуваат RR и групи што обезбедуваат RR, со цел да се обезбеди сигурна и безбедна испорака на RR во описот на процесот на претквалификација.
- (4) Секој давател на RR:
- a. обезбедува неговите единици што обезбедуваат RR и групи што обезбедуваат RR да ги исполнуваат минималните технички барања за RR и барањата за достапност на RR наведени во ставовите 1 до 3; и
 - b. го известува својот ОЕПС кој издава инструкции за резерви за намалување на реалната достапност или за присилен испад на неговата единица што обезбедува RR, или на неговата група што обезбедува RR, или на дел од неговата група што обезбедува RR, што е можно побрзо.
- (5) Секој ОЕПС кој издава инструкции за резерви обезбедува усогласеност со техничките барања за RR, барањата за достапност на RR и барањата за приклучување наведени во овој член, во однос на неговите единици што обезбедуваат RR и групи што обезбедуваат RR.

член 164

Процес на претквалификација за RR

- (1) Секој ОЕПС на LFC-блок кој имплементирал RRP развива процес на претквалификација за RR во рок од 12 месеци по влегувањето во сила на овие Правила и ги појаснува и јавно ги објавува неговите детали.
- (2) Потенцијален давател на RR му докажува на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или на ОЕПС назначен од ОЕПС надлежен за приклучување на резерви во договорот за размена на RR дека ги исполнува минималните технички барања за RR, барањата за достапност на RR и барањата за приклучување наведени во член 161, со успешно завршување на процесот на претквалификација на потенцијални единици што обезбедуваат RR или потенцијални групи што обезбедуваат RR, опишан во ставовите 3 до 6.
- (3) Потенцијален давател на RR поднесува формално барање до релевантниот ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или до назначениот ОЕПС, заедно со потребните информации за потенцијалните единици што обезбедуваат RR или потенцијалните групи што обезбедуваат RR. Во рок од 8 недели од приемот на барањето, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС потврдува дали барањето е целосно. Доколку ОЕПС надлежен за приклучување на

резерви или назначениот ОЕПС смета дека барањето е нецелосно, потенцијалниот давател на RR ги доставува дополнителните потребни информации во рок од 4 недели од приемот на барањето за дополнителни информации. Доколку потенцијалниот давател на RR не ги достави бараните информации во наведениот рок, ќе се смета дека барањето е повлечено.

- (4) Во рок од 3 месеци од потврдувањето дека барањето е целосно, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ги оценува доставените информации и одлучува дали потенцијалните единици што обезбедуваат RR или групи што обезбедуваат RR ги исполнуваат критериумите за претквалификација за RR. ОЕПС надлежен за приклучување на резерви или назначениот ОЕПС ја известува својата одлука на потенцијалниот давател на RR.
- (5) Квалификацијата на единиците што обезбедуваат RR или групите што обезбедуваат RR повторно се оценува:
 - a. најмалку еднаш на секои 5 години; и
 - b. доколку се променат техничките барања или барањата за достапност или опремата.
- (6) Со цел да се обезбеди оперативна сигурност, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви има право да го одбие обезбедувањето на RR од страна на групи што обезбедуваат RR, врз основа на технички аргументи како што се географската распределба на модулите за производство на електрична енергија или потрошувачките единици што ја формираат групата што обезбедува RR.

Глава 8 – Размена и споделување на резерви

Поглавје 1 – Размена и споделување на резерви во рамките на синхрона област

член 165

Размена на FCR во рамките на синхрона област

- (1) Сите ОЕПСи вклучени во размената на FCR во рамките на една синхрона област мора да ги почитуваат барањата наведени во ставовите 2 до 9. Размената на FCR подразбира пренос на обврската за FCR од ОЕПС кој прима резерви кон ОЕПС надлежен за приклучување на резерви за соодветниот резервен капацитет на FCR.
- (2) Сите ОЕПСи вклучени во размената на FCR во рамките на една синхрона област мора да ги почитуваат ограничувањата и барањата за размена на FCR во рамките на синхроната област наведени во табелата од Анекс VI.
- (3) Во случај на размена на FCR, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви ја доставуваат нотификацијата согласно член 150.
- (4) Секој ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви или засегнат ОЕПС вклучен во размената на FCR може да ја одбие размената на FCR доколку таа би резултирала со протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата

на оперативната сигурност при активирање на резервниот капацитет на FCR што е предмет на размена на FCR.

- (5) Секој засегнат ОЕПС проверува дека неговата маргина на сигурност (маргина на доверливост), утврдена согласно член 22 од Правилата за доделување на меѓузонскиот капацитет, е доволна за да ги покрие протоците на моќност што произлегуваат од активирањето на резервниот капацитет на FCR што е предмет на размена на FCR.
- (6) Сите ОЕПСи на една LFC-област ги приспособуваат параметрите за пресметка на FRCE за да ја земат предвид размената на FCR.
- (7) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви е одговорен за барањата наведени во членовите 154 и 156 во однос на резервниот капацитет на FCR што е предмет на размена на FCR.
- (8) Единицата или групата што обезбедува FCR е одговорна пред својот ОЕПС надлежен за приклучување на резерви за активирањето на FCR.
- (9) Засегнатите ОЕПСи обезбедуваат дека размената на FCR не го спречува ниту еден ОЕПС да ги исполни барањата за резерви од член 156.

член 166

Споделување на FCR во рамките на синхрона област

- (1) ОЕПС не смее да споделува FCR со други ОЕПСи од својата синхрона област за да ја исполни својата обврска за FCR и да го намали вкупниот износ на FCR на синхроната област согласно член 153.

член 167

Општи барања за размена на FRR и RR во рамките на синхрона област

- (1) Сите ОЕПСи на една синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатиот ОЕПС за размена на FRR и/или RR.
- (2) Доколку се врши размена на FRR/RR, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви ја доставуваат нотификацијата за таа размена согласно барањата за известување од член 150.
- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви што учествуваат во размената на FRR/RR во договор за размена на FRR или RR ги утврдуваат своите улоги и одговорности, вклучително и:
 - a. одговорноста на ОЕПС кој издава инструкции за резерви за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размената на FRR/RR;
 - b. количината на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размената на FRR/RR;
 - c. спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во согласност со членовите 147 и 148;
 - d. минимални технички барања за FRR/RR поврзани со процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во случаи кога ОЕПС надлежен за приклучување на резерви не е ОЕПС кој издава инструкции за резерви;

- e. спроведување на претквалификацијата за FRR/RR за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размена, во согласност со членовите 159 и 162;
 - f. одговорност за следење на исполнувањето на техничките барања за FRR/RR и барањата за достапност на FRR/RR за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размена, во согласност со членовите 158(5) и 161(5); и
 - g. постапки за да се обезбеди дека размената на FRR/RR не доведува до протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност.
- (4) Секој ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви или засегнат ОЕПС вклучен во размената на FRR или RR може да ја одбие размената наведена во став 2 доколку таа би резултирала со протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност при активирање на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на размената на FRR или RR.
- (5) Засегнатите ОЕПСи обезбедуваат дека размената на FRR/RR не го спречува ниту еден ОЕПС да ги исполни барањата за резерви утврдени во правилата за димензионирање на FRR или RR во членовите 157 и 160.
- (6) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатиот ОЕПС за размена на FRR и/или RR со ОЕПСи од други LFC-блокови.

член 168

Општи барања за споделување на FRR и RR во рамките на синхрона област

- (1) Сите ОЕПСи на една синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС за споделување на FRR/RR.
- (2) Доколку се врши споделување на FRR/RR, ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација го известуваат тоа споделување согласно барањата за известување од член 150.
- (3) ОЕПС кој прима способност за регулација и ОЕПС кој обезбедува способност за регулација што учествуваат во споделувањето на FRR/RR во договор за споделување на FRR или RR ги утврдуваат своите улоги и одговорности, вклучително и:
- a. количината на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR;
 - b. спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во согласност со членовите 147 и 148; и
 - c. постапки за да се обезбеди дека активирањето на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR не доведува до протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност.
- (4) Секој ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација или засегнат ОЕПС вклучен во споделувањето на FRR/RR може да го одбие споделувањето на FRR/RR доколку тоа би резултирало со протоци на моќност што ги

нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност при активирање на резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR.

- (5) Во случај на споделување на FRR/RR, ОЕПС кој обезбедува способност за регулација му става на располагање на ОЕПС кој прима способност за регулација удел од својот резервен капацитет на FRR и RR потребен за да ги исполни своите барања за резерви за FRR и/или RR кои произлегуваат од правилата за димензионирање на FRR/RR во членовите 157 и 160. ОЕПС кој обезбедува способност за регулација може да биде:
 - a. ОЕПС кој издава инструкции за резерви за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR; или
 - b. ОЕПС кој има пристап до својот резервен капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR преку имплементиран процес на прекугранично активирање на FRR/RR како дел од договор за размена на FRR/RR.
- (6) Секој ОЕПС кој прима способност за регулација е одговорен за справување со инциденти и нерамнотежи во случај резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделувањето на FRR/RR да е недостапен поради:
 - a. ограничувања за обезбедување на обновување на фреквенцијата или приспособување на програмата за регулирање поврзани со оперативната сигурност; и
 - b. делумно или целосно користење на резервниот капацитет на FRR и RR од страна на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација.
- (7) Сите ОЕПСи на еден LFC-блок во оперативниот договор за LFC-блок ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС за споделување на FRR и RR со ОЕПСи од други LFC-блокови.

член 169

Размена на FRR во рамките на синхрона област

- (1) Сите ОЕПСи во синхрона област што се состои од повеќе од еден LFC-блок, вклучени во размената на FRR во рамките на синхроната област, мора да ги почитуваат барањата и ограничувањата за размена на FRR наведени во табелата од Анекс VII.

член 170

Споделување на FRR во рамките на синхрона област

- (1) Секој ОЕПС на еден LFC-блок има право да споделува FRR со други LFC-блокови од својата синхрона област во рамките на ограничувањата утврдени со правилата за димензионирање на FRR во член 157(1) и во согласност со член 166.

член 171

Размена на RR во рамките на синхрона област

- (1) Сите ОЕПСи во синхрона област што се состои од повеќе од еден LFC-блок, вклучени во размената на RR во рамките на синхроната област, мора да ги почитуваат барањата и ограничувањата за размена на RR наведени во табелата од Анекс VIII.

член 172

Споделување на RR во рамките на синхрона област

- (1) Секој ОЕПС на еден LFC-блок има право да споделува RR со други LFC-блокови од истата синхрона област во рамките на ограничувањата утврдени со правилата за димензионирање на RR во член 160(4) и (5) и во согласност со член 166.

Поглавје 2 – Размена и споделување на резерви помеѓу синхрони области

член 173

Општи барања

- (1) Секој оператор и/или сопственик на HVDC-интерконектор кој поврзува синхрони области им обезбедува на ОЕПСите за приклучување можност да вршат размена и споделување на FCR, FRR и RR, доколку оваа технологија е инсталирана.
- (2) Сите ОЕПСи на синхроната област во оперативниот договор за синхрона област ги утврдуваат улогите и одговорностите на ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатиот ОЕПС за размена на резерви, како и улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС за споделување на резерви помеѓу синхрони области.
- (3) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви, или ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација, ја известуваат размената или споделувањето на FCR, FRR или RR во согласност со член 150.
- (4) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви вклучени во размената на резерви, во договор за размена ги утврдуваат своите улоги и одговорности, вклучително и:
 - a. одговорноста на ОЕПС кој издава инструкции за резерви за резервниот капацитет што е предмет на размената на резерви;
 - b. количината на резервниот капацитет што е предмет на размената на резерви;
 - c. спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во согласност со членовите 147 и 148;
 - d. спроведување на претквалификација за резервниот капацитет што е предмет на размената на резерви во согласност со членовите 155, 159 и 162;
 - e. одговорноста за следење на усогласеноста со техничките барања и барањата за достапност на резервниот капацитет што е предмет на размената на резерви, согласно членовите 158(5) и 161(5); и
 - f. постапки за да се обезбеди дека размената на резерви не доведува до протоци на можност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност.

- (5) ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација вклучени во споделувањето на резерви, во договор за споделување ги утврдуваат своите улоги и одговорности, вклучително и:
- a. количината на резервниот капацитет што е предмет на споделувањето на резерви;
 - b. спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR/RR во согласност со членовите 147 и 148; и
 - c. постапки за да се обезбеди дека споделувањето на резерви не доведува до протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност.
- (6) Доколку е применливо, ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви вклучени во размената на резерви, или ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација вклучени во споделувањето на резерви, изготвуваат и усвојуваат договор за работење и координација на HVDC со сопствениците и/или операторите на HVDC-интерконекторите или со правни субјекти што ги опфаќаат сопствениците и/или операторите на HVDC-интерконекторите, кој вклучува:
- a. интеракции низ сите временски скали, вклучително планирање и активирање;
 - b. фактор на чувствителност MW/Hz, функција на линеарност/динамички или статички/степенест (step) одзив на секој HVDC-интерконектор кој поврзува синхрони области; и
 - c. удел/интеракција на овие функции низ повеќе HVDC-патеки помеѓу синхроните области.
- (7) Секој ОЕПС надлежен за приклучување на резерви, ОЕПС кој прима резерви, ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација или засегнат ОЕПС вклучен во размената или споделувањето на резерви може да ја одбие размената или споделувањето на резерви доколку тоа би резултирало со протоци на моќност што ги нарушуваат ограничувањата на оперативната сигурност при активирање на резервниот капацитет што е предмет на размената или споделувањето на резерви.
- (8) Вклучените ОЕППСи обезбедуваат дека размената на резерви помеѓу синхрони области не го спречува ниту еден ОЕПС да ги исполни барањата за резерви од членовите 153, 157 и 160.
- (9) ОЕПС надлежен за приклучување на резерви и ОЕПС кој прима резерви, како и ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација, во договор за размена или договор за споделување утврдуваат постапки за случаи кога размената или споделувањето на резерви помеѓу синхрони области не може да се изврши во реално време.

член 174

Фреквентно спојување помеѓу синхрони области

- (1) Сите ОЕПСи на синхроните области поврзани преку HVDC-интерконектор имаат право да имплементираат процес на фреквентно спојување за да обезбедат поврзан фреквентен одзив. Процесот на фреквентно спојување може да се користи од ОЕПСите за да овозможи размена и/или споделување на FCR помеѓу синхрони области.

- (2) Сите ОЕПСИ на секоја синхрона област го наведуваат техничкиот дизајн на процесот на фреквентно спојување во оперативниот договор за синхрона област. Процесот на фреквентно спојување мора да ги земе предвид:
- a. оперативното влијание помеѓу синхроните области;
 - b. стабилноста на FCR на синхроната област;
 - c. способноста на ОЕПСите на синхроната област да ги почитуваат целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127; и
 - d. оперативната сигурност.
- (3) Доколку е применливо, секој оператор на HVDC-интерконектор го контролира протокот на активна моќност преку HVDC-интерконекторот во согласност со имплементираниот процес на фреквентно спојување.

член 175

Размена на FCR помеѓу синхрони области

- (1) Сите ОЕПСИ на синхрона област вклучени во процес на фреквентно спојување имаат право да го користат процесот на размена на FCR за да разменуваат FCR помеѓу синхрони области.
- (2) Сите ОЕПСИ од синхроните области вклучени во размената на FCR помеѓу синхрони области ја организираат таа размена така што ОЕПСите на една синхрона област ќе добијат од друга синхрона област удел од вкупниот резервен капацитет на FCR што е потребен за нивната синхрона област согласно член 153.
- (3) Уделот од вкупниот резервен капацитет на FCR потребен за синхроната област во која се врши размената, се обезбедува во втората синхрона област дополнително на вкупниот резервен капацитет на FCR потребен за таа втора синхрона област во согласност со член 153.
- (4) Сите ОЕПСИ на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област ги утврдуваат ограничувањата за размена на FCR.
- (5) Сите ОЕПСИ на вклучените синхрони области развиваат договор за размена на FCR, со кој ги утврдуваат условите за размена на FCR.

член 176

Споделување на FCR помеѓу синхрони области

- (1) Сите ОЕПСИ на синхрона област вклучени во процес на фреквентно спојување имаат право да го користат тој процес за да споделуваат FCR помеѓу синхрони области.
- (2) Сите ОЕПСИ на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област ги утврдуваат ограничувањата за споделување на FCR, во согласност со следните критериуми:
- (3) Сите ОЕПСИ на вклучените синхрони области ги утврдуваат условите за споделување на FCR помеѓу вклучените синхрони области во нивните соодветни оперативни договори за синхроната област.

член 177

Општи барања за споделување на FRR и RR помеѓу синхрони области

- (1) Во случај на споделување на FRR или RR, ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност на ОЕПСот што ја прима управувачката способност му става на располагање удел од сопствениот резервен капацитет за FRR и RR, потребен за исполнување на барањата за резерви за FRR и/или RR што произлегуваат од правилата за димензионирање на FRR/RR наведени во членовите 157 и 160. ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност може да биде:
 - a. ОЕПСот што издава инструкции за резервата за резервниот капацитет на FRR и RR што е предмет на споделување на FRR или RR; или
 - b. ОЕПСот што има пристап до својот резервен капацитет за FRR и RR што е предмет на споделување на FRR/RR преку спроведен прекуграничен процес за активирање на FRR/RR, како дел од договор за размена на FRR/RR.
- (2) Сите ОЕПСи на LFC-блок определуваат во оперативниот договор за LFC-блок нивни улоги и одговорности на ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност, ОЕПСот што ја прима управувачката способност и засегнатиот ОЕПС, за споделување на FRR и RR со ОЕПСи од други LFC-блокови во други синхрони области.

член 178

Размена на FRR помеѓу синхрони области

- (1) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област утврдуваат метод за определување на ограничувањата за размена на FRR со други синхрони области. Тој метод зема предвид:
 - a. оперативното влијание помеѓу синхроните области;
 - b. стабилноста на FRP на синхроната област;
 - c. способноста на ОЕПСите на синхроната област да ги исполнат целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и целните параметри за FRCE утврдени во согласност со член 128; и
 - d. оперативната сигурност.
- (2) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите вклучени во размена на FRR помеѓу синхрони области ја организираат таа размена така што ОЕПСите на LFC-блок во првата синхрона област може да примат удел од вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за нивниот LFC-блок, определен во согласност со член 157(1), од LFC-блок во втората синхрона област.
- (3) Уделот од вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за LFC-блокот во синхроната област во која се врши размената, се обезбедува од LFC-блокот во втората синхрона област дополнително на вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за тој втор LFC-блок, во согласност со член 157(1).
- (4) Ако е применливо, секој оператор на HVDC интерконектор го контролира текот на активната моќност преку HVDC интерконекторот следејќи ги инструкциите дадени или од ОЕПСот што ја поврзува резервата или од ОЕПСот што ја прима резервата, во согласност со техничките минимални барања за FRR наведени во член 158.

- (5) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите на кои им припаѓаат ОЕПСот што ја поврзува резервата и ОЕПСот што ја прима резервата ги утврдуваат условите за размена на FRR во договор за размена на FRR.

член 179

Споделување на FRR помеѓу синхрони области

- (1) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област утврдуваат методологија за определување на ограничувањата за споделување на FRR со други синхрони области. Таа методологија зема предвид:
- a. оперативното влијание помеѓу синхроните области;
 - b. стабилноста на FRP на синхроната област;
 - c. максималното намалување на FRR што може да се земе предвид при димензионирањето на FRR во согласност со член 157, како резултат на споделувањето на FRR;
 - d. способноста на синхроната област да ги исполнува целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и целните параметри за FRCE утврдени во согласност со член 128; и
 - e. оперативната сигурност.
- (2) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите вклучени во споделување на FRR помеѓу синхрони области го организираат тоа споделување така што ОЕПСите на LFC-блок во првата синхрона област може да примат удел од вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за нивниот LFC-блок, утврден во согласност со член 157(1), од LFC-блок во втората синхрона област.
- (3) Ако е применливо, секој оператор на HVDC интерконектор го контролира текот на активната моќност преку HVDC интерконекторот следејќи ги инструкциите дадени или од ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност или од ОЕПСот што ја прима управувачката способност, во согласност со техничките минимални барања за FRR од член 158(1).
- (4) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите на кои им припаѓаат ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност и ОЕПСот/ОЕПСите што ја примаат управувачката способност ги утврдуваат условите за споделување на FRR во договор за споделување на FRR.
- a. способноста на синхроната област да ги исполнува целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и целните параметри за FRCE утврдени во согласност со член 128; и

член 180

Размена на RR помеѓу синхрони области

- (1) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област утврдуваат метод за определување на ограничувањата за размена на RR со други синхрони области. Тој метод зема предвид:
- a. оперативното влијание помеѓу синхроните области;

- b. стабилноста на RRP на синхроната област;
 - c. способноста на синхроната област да ги исполнува целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и целните параметри за FRCE утврдени во согласност со член 128; и
 - d. оперативната сигурност.
- (2) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите вклучени во размена на RR помеѓу синхрони области ја организираат таа размена така што ОЕПСите на LFC-блок во првата синхрона област може да примат удел од вкупниот резервен капацитет на RR потребен за нивниот LFC-блок, како што е утврдено во член 160(2), од LFC-блок во втората синхрона област.
- (3) Уделот од вкупниот резервен капацитет на RR потребен за LFC-блокот во синхроната област во која се врши размената, се обезбедува од LFC-блокот во втората синхрона област дополнително на вкупниот резервен капацитет на RR потребен за тој втор LFC-блок, во согласност со член 160(2).
- (4) Ако е применливо, секој оператор на HVDC интерконектор го контролира текот на активната моќност преку HVDC интерконекторот следејќи ги инструкциите дадени или од ОЕПСот што ја поврзува резервата или од ОЕПСот што ја прима резервата, во согласност со техничките минимални барања за RR од член 161.
- (5) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите на кои им припаѓаат ОЕПСот што ја поврзува резервата и ОЕПСот што ја прима резервата ги утврдуваат условите за размена на RR во договор за размена на RR.

член 181

Споделување на RR помеѓу синхрони области

- (1) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област утврдуваат метод за определување на ограничувањата за споделување на RR со други синхрони области. Тој метод зема предвид:
- a. оперативното влијание помеѓу синхроните области;
 - b. стабилноста на RRP на синхроната област;
 - c. максималното намалување на RR што може да се земе предвид во правилата за димензионирање на RR во согласност со член 160, како резултат на споделувањето на RR;
 - d. способноста на ОЕПСите на синхроната област да ги исполнуваат целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со член 127 и способноста на LFC-блоковите да ги исполнуваат целните параметри за грешка на FRCE утврдени во согласност со член 128; и
 - e. оперативната сигурност.
- (2) Сите ОЕПСи на LFC-блоковите вклучени во споделување на RR помеѓу синхрони области го организираат тоа споделување така што ОЕПСите на LFC-блок во првата синхрона област може да примат удел од вкупниот резервен капацитет на RR потребен за нивниот LFC-блок, утврден во согласност со член 160(2), од LFC-блок во втората синхрона област.

- (3) Секој оператор на HVDC интерконектор го контролира текот на активната моќност преку HVDC интерконекторот следејќи ги инструкциите дадени или од ОЕПСот што ја обезбедува управувачката способност или од ОЕПСот што ја прима управувачката способност, во согласност со техничките минимални барања за RR од член 161.
- (4) Сите ОЕПСи на секој LFC-блок на кои им припаѓаат ОЕПСот што ја обезбедува резервната управувачка способност и ОЕПСот што ја прима резервната управувачка способност ги утврдуваат условите за споделување на RR во договор за споделување на RR.

Поглавје 3 - Прекуграничен процес за активирање на FRR/RR

член 182

Прекуграничен процес за активирање на FRR/RR

- (1) Сите ОЕПСи вклучени во прекуграничното активирање на FRR и RR во исти или различни синхронни области се придржуваат кон барањата утврдени во членовите 147 и 148.

Глава 9 - Процес на контрола на времето

член 183

Процес на контрола на времето

- (1) Целта на контролата во процесот на контрола на електричното време е да се контролира средната вредност на фреквенцијата на системот кон номиналната фреквенција.
- (2) Каде што е применливо, сите ОЕПСи на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област ја утврдуваат методологијата за корекција на отстапувањето на електричното време, која вклучува:
 - a. временските опсези во кои ОЕПСите настојуваат да го одржуваат отстапувањето на електричното време;
 - b. прилагодувањата на зададената вредност на фреквенцијата за враќање на отстапувањето на електричното време на нула; и
 - c. дејствијата за зголемување или намалување на просечната фреквенција на системот со помош на резерви на активна моќност.
- (3) Мониторот на синхроната област:
 - a. го следи отстапувањето на електричното време;
 - b. ги пресметува прилагодувањата на зададената вредност на фреквенцијата; и
 - c. ги координира дејствијата на процесот на контрола на времето.

Глава 10 - Соработка со ОДС

член 184

Групи или единици што обезбедуваат резерви поврзани на мрежата на ОДС

- (1) ОЕПСите и ОДСите соработуваат со цел да се олесни и овозможи испораката на резерви на активна моќност од групи што обезбедуваат резерви или единици што обезбедуваат резерви, сместени во дистрибутивните системи.
- (2) За целите на процесите на преквалификација за FCR од член 155, за FRR од член 159 и за RR од член 162, секој ОЕПС развива и утврдува, во договор со ОДСите што ја поврзуваат резервата и посредните ОДСи, услови за размена на информации потребни за овие процеси на преквалификација за единици или групи што обезбедуваат резерви, сместени во дистрибутивните системи, и за испорака на резерви на активна моќност. Процесите на преквалификација за FCR од член 155, за FRR од член 159 и за RR од член 162 ги утврдуваат информациите што треба да ги обезбедат потенцијалните единици или групи што обезбедуваат резерви, кои вклучуваат:
 - a. напонски нивоа и точки на приклучување на единиците или групите што обезбедуваат резерви;
 - b. видот на резервите на активна моќност;
 - c. максималниот резервен капацитет што го обезбедуваат единиците или групите што обезбедуваат резерви на секоја точка на приклучување; и
 - d. максималната стапка на промена на активната моќност за единиците или групите што обезбедуваат резерви.
- (3) Процесот на преквалификација се заснова на договорената временска рамка и правилата во врска со размената на информации и испораката на резерви на активна моќност помеѓу ОЕПСот, ОДСот што ја поврзува резервата и посредните ОДСи. Процесот на преквалификација има максимално траење од 3 месеци од поднесувањето на целосна формална апликација од страна на единицата или групата што обезбедува резерви.
- (4) За време на преквалификацијата на единица или група што обезбедува резерви, поврзана на својот дистрибутивен систем, секој ОДС што ја поврзува резервата и секој посреден ОДС, во соработка со ОЕПСот, има право да утврди ограничувања или да ја исклучи испораката на резерви на активна моќност сместени во неговиот дистрибутивен систем, врз основа на технички причини како што е географската локација на единиците и групите што обезбедуваат резерви.
- (5) Секој ОДС што ја поврзува резервата и секој посреден ОДС има право, во соработка со ОЕПСот, пред активирањето на резервите, да утврди привремени ограничувања на испораката на резерви на активна моќност сместени во неговиот дистрибутивен систем. Соодветните ОЕПСи се договараат со своите ОДСи што ја поврзува резервата и посредните ОДСи за применливите постапки.

Глава 11 - Транспарентност на информациите

член 185

Општи барања за транспарентност

- (1) Сите ОЕПСи обезбедуваат информациите наведени во овој Наслов да се објавуваат во време и во формат што не создава реална или потенцијална конкурентска предност или неповолност за која било поединечна страна или категорија на страни, имајќи ги предвид чувствителните комерцијални информации.
- (2) Секој ОЕПС го користи расположливото знаење и алатки за да ги надмине техничките ограничувања и да ја обезбеди достапноста и точноста на информациите што се ставаат на располагање на ENTSO за електрична енергија во согласност со член 16 и член 185(3).
- (3) Секој ОЕПС ја обезбедува достапноста и точноста на информациите што се ставаат на располагање на ENTSO за електрична енергија во согласност со членовите 184 до 190.
- (4) Сите материјали за објавување наведени во членовите 184 до 190 се ставаат на располагање на ENTSO за електрична енергија најмалку на англиски јазик. ENTSO за електрична енергија ги објавува овие материјали на платформата за транспарентност на информации воспоставена во согласност со член 3 од Регулацијата (ЕУ) бр. 543/2013, како што е приспособена и усвоена со Одлука 2015/01/PHLG-EnC на Постојаната висока група.

член 186

Информации за оперативните договори

- (1) Секој ОЕПС ја споделува содржината на својот оперативен договор за синхроната област со својот регулаторен орган или, каде што е применливо, со друг надлежен орган, најдоцна 1 месец пред неговото стапување во сила.
- (2) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ја доставуваат содржината на својот оперативен договор за синхроната област до ENTSO за електрична енергија за објавување најдоцна 1 недела по неговото стапување во сила.
- (3) Секој ОЕПС на секој LFC-блок ја споделува содржината на својот оперативен договор за LFC-блокот со својот регулаторен орган или, каде што е применливо, со друг надлежен орган.

член 187

Информации за квалитетот на фреквенцијата

- (1) Кога ОЕПСите на синхрона област предлагаат да ги изменат вредностите на параметрите што го дефинираат квалитетот на фреквенцијата или целиот параметар за квалитет на фреквенцијата во согласност со член 127, тие ги доставуваат изменетите вредности до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 1 месец пред стапување во сила на оперативниот договор за синхроната област.
- (2) Каде што е применливо, сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат вредностите на целните параметри за FRCE за секој LFC-блок и секоја LFC-област до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 1 месец пред нивната примена.

- (3) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ја доставуваат методологијата што се користи за определување на ризикот од исцрпување на FCR до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред примената на оперативниот договор за синхроната област.
- (4) Мониторот на синхроната област на секоја синхрона област ги доставува резултатите од процесот на примена на критериумите за својата синхрона област до ENTSO за електрична енергија за објавување во рок од 3 месеци по последната временска ознака на мерниот период и најмалку четири пати годишно. Тие резултати вклучуваат најмалку:
 - a. вредностите на критериумите за оценка на квалитетот на фреквенцијата пресметани за синхроната област и за секој LFC-блок во рамки на синхроната област, во согласност со член 133(3); и
 - b. мерната резолуција, мерната точност и методот на пресметка утврдени во согласност со член 132.
- (5) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област го доставуваат периодот на рампирање утврден во согласност со член 136 до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред неговата примена.

член 188

Информации за структурата на контролата на оптоварување и фреквенција

- (1) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат следните информации до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред примената на оперативниот договор за синхроната област:
 - a. информации за структурата за активирање на процесите во синхроната област, вклучително најмалку информации за дефинираните области за мониторинг, LFC-области и LFC-блокови и нивните соодветни ОЕПСи; и
 - b. информации за структурата за одговорност за процесите во синхроната област, вклучително најмалку информации за процесите развиени во согласност со член 140(1) и (2).
- (2) Сите ОЕПСи што спроведуваат процес на порамнување на небаланси (imbalance netting) објавуваат информации во врска со тој процес, кои вклучуваат најмалку список на ОЕПСите-учесници и датумот на започнување на процесот на порамнување на небаланси.

член 189

Информации за FCR

- (1) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област го доставуваат пристапот за димензионирање на FCR за нивната синхрона област во согласност со член 153(2) до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 1 месец пред неговата примена.
- (2) Каде што е применливо, сите ОЕПСи на секоја синхрона област го доставуваат вкупниот износ на резервен капацитет на FCR и уделите од резервниот капацитет на FCR потребни за секој ОЕПС, утврдени во согласност со член 153(1) како почетна обврска за FCR, до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 1 месец пред нивната примена.

- (3) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат својствата на FCR утврдени за нивната синхрона област во согласност со член 154(2) и дополнителните барања за групи што обезбедуваат FCR во согласност со член 154(3) до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред нивната примена.

член 190

Информации за FRR

- (1) Сите ОЕПСи на секој LFC-блок ги доставуваат барањата за достапност на FRR и барањата за квалитетот на контролата утврдени во согласност со член 158(2), како и техничките барања за приклучување утврдени во согласност со член 158(3), за нивниот LFC-блок до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред нивната примена.
- (2) Сите ОЕПСи на секој LFC-блок ги доставуваат правилата за димензионирање на FRR утврдени за нивниот LFC-блок во согласност со член 157(1) до ENTSO за електрична енергија за објавување најмалку 3 месеци пред примената на оперативниот договор за LFC-блокот.
- (3) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област, до 30 ноември секоја година, доставуваат прогноза на резервните капацитети на FRR на секој LFC-блок за следната година до ENTSO за електрична енергија за објавување.
- (4) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област, во рок од 30 дена по завршувањето на кварталот, ги доставуваат реалните резервни капацитети на FRR на секој LFC-блок за изминатиот квартал до ENTSO за електрична енергија за објавување.

член 191

Информации за RR

- (1) Сите ОЕПСи на секој LFC-блок што спроведува процес на замена на резерви ги доставуваат барањата за достапност на RR утврдени во согласност со член 161(2) и техничките барања за приклучување утврдени во согласност со член 161(3) за нивниот LFC-блок до ENTSO за електрична енергија за објавување во рок од 3 месеци пред нивната примена.
- (2) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област, до 30 ноември секоја година, доставуваат прогноза на резервните капацитети на RR на секој LFC-блок за следната година до ENTSO за електрична енергија за објавување.
- (3) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област, во рок од 30 дена по завршувањето на кварталот, ги доставуваат реалните резервни капацитети на RR на секој LFC-блок за изминатиот квартал до ENTSO за електрична енергија за објавување.

член 192

Информации за споделување и размена

- (1) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат годишните компилации на договорите за споделување на FRR и за споделување на RR за секој LFC-блок во рамки на синхроната област до ENTSO за електрична енергија за објавување, во согласност со членовите 188(3) и 189(2). Тие компилации ги вклучуваат следните информации:

- a. идентитетот на LFC-блоковите каде што постои договор за споделување на FRR или RR; и
 - b. уделот на FRR и RR намален поради секој договор за споделување на FRR или RR.
- (2) Сите ОЕПСи на секоја синхрона област ги доставуваат информациите за споделувањето на FCR помеѓу синхрони области до ENTSO за електрична енергија за објавување во согласност со член 187(1). Тие информации ги вклучуваат следните:
- a. износот на споделениот резервен капацитет на FCR помеѓу ОЕПСите што склучиле договори за споделување на FCR; и
 - b. ефектите од споделувањето на FCR врз резервниот капацитет на FCR на вклучените ОЕПСи.
- (3) Каде што е применливо, сите ОЕПСи ги објавуваат информациите за размената на FCR, FRR и RR.

ДЕЛ 5 - Завршни одредби

член 193

Измени на договори и општи услови

- (1) Сите релевантни клаузули во договорите и општите услови на ОЕПСите, ОДСите и значајните корисници на мрежата што се однесуваат на управувањето со системот треба да бидат во согласност со барањата од овие Правила. За таа цел, овие договори и општи услови соодветно се изменуваат.

член 194

Стапување на сила

- (1) Со денот на отпочнување на примената на овие Правила престануваат да важат Мрежните Правила за пренос на електрична енергија („Службен весник на Република Македонија“ бр. 04/22).
- (2) Овие правила влегуваат во сила осмиот ден од денот на нивното објавување во „Службен весник на Република Северна Македонија“, а ќе се применуваат по истек на една година од денот на нивното влегување во сила.
- (3) ОЕПС е должен, по нивното донесување, да достави известување за овие правила до Секретаријатот на Енергетската заедница, во согласност со обврските кои произлегуваат од примената на овие Правила и релевантните одлуки на Енергетската заедница.
- (4) Одредбите од членот 77 на овие Правила ќе се применуваат од денот на пристапување на Република Северна Македонија во Европската Унија.
- (5) До отпочнување со примена на овие правила ќе се применуваат Мрежните Правила за пренос на електрична енергија („Службен весник на Република Македонија“ бр. 04/22).

АНЕКС II

Опсези 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

АНЕКС III

Параметри за утврдување на квалитетот на фреквенцијата наведени во член 127:

Табела 1 Параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата од синхроните области

	Континентална Европа	Велика Британија	Ирска и Северна Ирска	Скандинавија
Стандарден опсег на фреквенцијата	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Максимално моментално отстапување на фреквенцијата	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Максимално отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Време за обнова на фреквенцијата	Не се користи	1 минута	1 минута	Не се користи
Опсег на обнова на фреквенцијата	Не се користи	± 500 mHz	± 500 mHz	Не се користи
Потребно време за повторно обновување на зададената фреквенцијата	15 минути	15 минути	15 минути	15 минути
Дозволен опсег на отстапување на фреквенцијата	Не се користи	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Време на активирање на состојба на тревога	5 минути	10 минути	10 минути	5 минути

Целни параметри на квалитет наведени во член 127:

Табела 2 Целни параметри на квалитет на фреквенцијата од синхроните области

	Континентална Европа	Велика Британија	Ирска и Северна Ирска	Скандинавија
Максимален број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенцијата	15 000	15 000	15 000	15 000

АНЕКС IV

Целни параметри на FRCE наведени во член 128:

Табела 1 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 %

АНЕКС V

Минимални технички барања за FCR наведени во член 154:

Табела 1 Својства на FCR во различните синхрони области

Минимална точност на мерењето на фреквенцијата	Континентална Европа, Велика Британија, Ирска и Северна Ирска и Скандинавија	10 mHz 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 регулаторите на балансните 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	± 200 mHz
	Велика Британија	± 500 mHz
	Ирска и Северна Ирска	Динамички FCR ± 500 mHz
		Статички FCR $\pm 1\,000$ mHz
	Скандинавија	± 500 mHz

АНЕКС VI

Ограничувања и барања за размена на FCR наведени во член 163:

Табела 1 Ограничувања и барања за размена на FCR

Синхрона област	Размена на FCR дозволена помеѓу:	Ограничувања за размена на FCR
Синхрона област на Континентална Европа	ОЕПС на соседните LFC- блокови	<ul style="list-style-type: none">– ОЕПС од LFC-блокови гарантираат дека најмалку 30 % од нивната вкупна комбинирана индивидуални акции на FCR се физички обезбедени во рамките на нивниот LFC-блок; и– 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<ul style="list-style-type: none">– 30 % од вкупните комбинирани индивидуални акции на FCR на ОЕПС од LFC-блокот на кој физички е приклучен резервниот капацитет на FCR; и– 100 MW резервен капацитет на FCR.

	<p>ОЕПС од LFC-областа од истиот LFC-блок</p>	<p>– 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> – да се избегнат внатрешни загушувања во случај на активирање на FCR; – да се обезбеди рамномерна дистрибуција на резервниот капацитет на FCR во случај на исклучувања на мрежата; и – да се избегне нестабилност на FCR или несигурност во работењето.
<p>Други синхрони области</p>	<p>ОЕПС од синхроната област</p>	<p>– ОЕПС од синхроните области имаат право во оперативниот договор за синхроната област да постават ограничувања за размена на FCR со цел:</p> <ul style="list-style-type: none"> – да се избегнат внатрешни загушувања во случај на активирање на FCR, – да се обезбеди рамномерна дистрибуција на FCR во случај на исклучувања на мрежата; и – да се избегне нестабилност на FCR или оперативна нестабилност

АНЕКС VII

Барања и ограничувања за размена на FRR во рамките на синхроните области наведени во член 167:

Табела 1 Барања и ограничувања за размена на FRR во рамките на 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	<p>– ОЕПС од LFC-блок 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.</p>
	ОЕПС од LFC-областа од истиот LFC-блок	<p>– 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> – да се избегнат внатрешни загушувања поради активирање на резервниот капацитет на FRR, предмет на размена на FRR, – да се обезбеди рамномерна дистрибуција на FRR низ синхроните области и LFC-блокови во случај на исклучувања на мрежата; – да се избегне нестабилност на FRP или оперативна нестабилност.

АНЕКС VIII

Барања и ограничувања за размена на RR од синхроните области од член 169:

Табела 1 Барања и ограничувања за размена на RR од 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	– ОЕПС од LFC-областите 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.

	<p>ОЕПС од LFC-областите на истиот LFC-блок</p>	<p>– ОЕПС од LFC-областите што го сочинуваат LFC-блокот може, доколку е потребно, во оперативниот договор за LFC-блокот да одредат внатрешни ограничувања за размена на RR помеѓу LFC-областите од LFC-блокот со цел:</p> <ul style="list-style-type: none"> – да се избегнат внатрешни загушувања поради активирање на резервниот капацитет на RR предмет на размена на RR, – да се обезбеди рамномерна дистрибуција на RR низ синхроните области во случај на исклучувања на мрежата; и – да се избегне нестабилност на RRP или оперативна нестабилност.
--	---	---