

ПРАВИЛА

за управление

на електроенергийната система

Глава първа

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) Правилата за управление на електроенергийната система регламентират правата и задълженията на преносното предприятие; оператора на електроенергийната система; производителите на електрическа енергия; разпределителните предприятия; потребителите, присъединени към преносната мрежа; обществения доставчик; обществените снабдители и търговците на електрическа енергия, във връзка с планиране на развитието на преносната мрежа, планиране и управление на режима на работа на електроенергийната система, процедури по задължителния обмен на данни, ред за оперативен обмен на информация, създаване и изпълнение на защитен план и план за възстановяване на електроенергийната система, условия и ред за провеждане на системни изпитания, за предоставяне на допълнителни услуги и други дейности, свързани с цялостния процес на работа на електроенергийната система.

(2) Взаимоотношенията на преносното предприятие с външни (чуждестранни) партньори се регламентират:

1. със споразумения за паралелна работа в синхронната зона;
2. с други споразумения за съвместна работа.

Чл. 2. Основните цели на тези правила са създаване на предпоставки за:

1. сигурно и качествено снабдяване на потребителите с електрическа енергия;
2. ефективно развитие на преносната мрежа и генериращите мощности в страната;
3. създаване на условия за участие на ползвателите на преносната мрежа в пазара на електрическа енергия при условия на равнопоставеност и гарантиране на надеждността и качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 3. (1) Тези правила определят:

1. процедурите за планиране на развитието на преносната мрежа;
2. техническите изисквания за присъединяване към преносната мрежа;
3. процедурите за ползване на преносната мрежа;
4. процедурите за планиране на работата на електроенергийната система;
5. процедурите за управление на електроенергийната система в реално време;
6. дейностите на оператора на електроенергийната система и ползвателите на преносната мрежа, свързани с управлението на качеството на работа на електроенергийната система;

7. процедурите за изпитания на електроенергийната система.

(2) При дефинирането на процедурите:

1. се гарантира сигурната, безопасна и ефективна работа на електроенергийната система и непрекъснатостта на снабдяването на потребителите с електрическа енергия;
2. са отчетени техническите изисквания на Съюза за координиране на преноса на електрическа енергия (UCTE), отнасящи се до надеждността и качеството на паралелната работа на електроенергийните системи;

3. операторът на електроенергийната система има право да разширява обхвата на техническите изисквания към ползвателите в рамките на съществуващите им технически възможности, за да гарантира сигурното, безопасно и ефективно функциониране на електроенергийната система и непрекъснатостта на снабдяването на потребителите с електрическа енергия в нормални условия и при смущения;

4. операторът на електроенергийната система има право да взема и прилага решения в случай на противоречие между изискванията на участниците на електроенергийния пазар и запазването на необходимата степен на сигурност, безопасност и качество на работа на електроенергийната система;

5. са взети предвид организационните и техническите изисквания, които гарантират условията за възстановяване на електроенергийната система след тежки аварии, с минимален риск за живота и здравето на гражданите, при екологични замърсявания, икономически загуби и социално напрежение;

6. е спазен принципът на равнопоставеност и недискриминационно отношение към ползвателите на преносната мрежа;

7. са спазени изискванията и условията за достъп до преносната мрежа и за развитие на либерализиран електроенергиен пазар.

Глава втора ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНΟΣНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА

Раздел I Общи положения

Чл. 4. (1) Правилата за планиране на развитието на преносната мрежа определят техническите критерии за планиране, потока и обема на информацията, обменяна между преносното предприятие и ползвателите на преносната мрежа за целите на планирането, както и прилаганите процедури.

(2) Критериите за планиране на развитието на преносната мрежа трябва да бъдат спазвани от всички ползватели на преносната мрежа при планиране на развитието на техните собствени електрически мрежи.

Чл. 5. Преносната мрежа трябва да бъде планирана с достатъчна перспектива във времето, така че да могат да бъдат изпълнени всички необходими дейности по съгласуване, проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на планираните съоръжения, без да се нарушава нормалната работа на електроенергийната система.

Чл. 6. Развитието на преносната мрежа включва изграждане и реконструкция на:

1. електропроводи;
2. трансформаторни мощности;
3. подстанции и компенсиращи устройства за целите на управлението на напрежението в преносната мрежа;
4. спомагателни мрежи и системи за управление.

Раздел II Цели и обхват на планирането

Чл. 7. Планирането на развитието на преносната мрежа трябва да осигури своевременното и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електрическата мрежа, с което да се осигури икономична и

сигурна работа на електроенергийната система, при спазване на посочените в чл. 12 критерии за сигурност и действащите стандарти за качество на електроснабдяването.

Чл. 8. Планът за развитие на преносната мрежа трябва да посочва новите елементи, които е необходимо да бъдат изградени, техните основни технически характеристики, мястото им в преносната мрежа, сроковете и условията за въвеждането им в експлоатация.

Раздел III

Процедура на планиране

Чл. 9. (1) В съответствие със задълженията, произтичащи от Закона за енергетиката (ЗЕ) и издадената лицензия, преносното предприятие разработва и представя петгодишен план за развитие на преносната мрежа, който се актуализира всяка година.

(2) Планът за развитие на преносната мрежа е документ, който описва бъдещите промени и развитието на преносната мрежа. В него се определят по години очакваните работни характеристики на преносната мрежа.

(3) Процесът на планиране трябва да осигурява необходимото време за подготовка на проектите и предложенията от различните заинтересовани страни по недискриминационен начин.

Чл. 10. Планът трябва да посочва онези точки от електрическата мрежа, които са най-подходящи за изграждане на нови връзки за бъдещ пренос на електроенергия с оглед насърчаване на конкуренцията и развитието на преносната мрежа.

Чл. 11. Планът за развитие трябва да съдържа следната информация за работните параметри на преносната мрежа:

1. преносна възможност по основни направления;
2. потоци на мощност при максимално натоварване на електроенергийната система;
3. натоварване във възлите на присъединяване на ползвателите на преносната мрежа;
4. нива на токовете на къси съединения на шини 750 kV, 400 kV, 220 kV и 110 kV на подстанциите;
5. загуби на мощност и енергия от пренос и трансформация в електрическата мрежа при максимално натоварване на електроенергийната система;
6. предложения за развитие на преносната мрежа и/или промени в топологията;
7. планови обмени на мощност с външните (чуждестранни) партньори;
8. предложения за изграждане на нови междусистемни електропроводи.

Чл. 12. (1) В процеса на експлоатация при нормален режим на работа преносната мрежа трябва да отговаря на критерия за сигурност "n - 1", което означава, че:

1. изключването на един, който и да е елемент от електрическата мрежа (електропровод, трансформаторна единица, генераторен блок или компенсиращо устройство), както и на група елементи на електрическата мрежа (събирателни шини в разпределително устройство високо напрежение и др.), които могат да бъдат изключени едновременно от действието на едно защитно устройство или от действието на няколко защитни устройства, но в резултат на единична повреда, не трябва да довежда до:

- а) прекъсване на захранването на потребители на електроенергия;
 - б) претоварване на оставащите в работа елементи на електрическата мрежа;
 - в) нарушаване на качеството на електроснабдяването;
 - г) намаляване на запаса по устойчивост;
 - д) нарушения в режима на работа на съседни електроенергийни системи, с които електроенергийната система на България работи в паралел;
2. изключването на двоен електропровод на обща стълбовна линия се приема като единично събитие.

(2) При присъединяване на АЕЦ към преносната мрежа се прилага критерий за сигурност "n – 2".

Чл. 13. Конфигурацията на електрическата мрежа трябва да позволява провеждането на планови ремонтни работи на съоръженията, без да се нарушават посочените в чл. 12 критерии за сигурност.

Чл. 14. Отчитането на критериите за сигурност трябва да се извършва на базата на сравнителен технико-икономически анализ на следните фактори:

- 1. вероятност от възникване на даден вид авария;
- 2. последици от възникване на този тип авария;
- 3. разходи, необходими за покриване на постоянния риск;
- 4. цена на защитните мерки за предпазване от развитието на дадената авария.

Чл. 15. Планът за развитие на преносната мрежа се утвърждава от Министерството на енергетиката и енергийните ресурси (МЕЕР), след което се предоставя на Държавната комисия за енергийно регулиране (ДКЕР) и се публикува, за да бъде достъпен за всички съществуващи и потенциални ползватели на преносната електрическа мрежа.

Раздел IV Предоставяне и обмен на информация за целите на планирането

Чл. 16. Преносното предприятие разработва плановете за развитие на преносната електрическа мрежа на базата на следната информация:

- 1. прогноза на развитието на електрическите товари и потреблението на електрическа енергия от отделните разпределителни предприятия към местата на присъединяване;
- 2. постъпили искания от потребители, присъединени към преносната мрежа, за промяна на потребяваната електрическа мощност и енергия;
- 3. нови потребители на електроенергия, присъединени към преносната електрическа мрежа;
- 4. постъпили искания от производители на електрическа енергия за промяна на производствените мощности;
- 5. нови производители на електроенергия, присъединени към преносната електрическа мрежа;
- 6. постъпили искания от разпределителните предприятия;
- 7. планове за обмен на електроенергия с други електроенергийни системи (ЕЕС).

Чл. 17. (1) Посочената в чл. 16 информация се предоставя на преносното предприятие от ползвателите на преносната мрежа в частта, отнасяща се до тяхната дейност.

(2) Информацията за потреблението или за производствените мощности на ползвателите на преносната мрежа може да има търговски характер и се използва за прогнозиране на потоците на мощност, само ако между преносното предприятие и съответния ползвател има подписан договор за присъединяване.

Глава трета ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ КЪМ ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Раздел I Общи положения

Чл. 18. Основната цел на правилата за присъединяване към преносната мрежа е да бъдат осигурени:

1. необходимата сигурност, безопасност и качество на работа на електроенергийната система след присъединяването на съответния ползвател;
2. възможност за преносното предприятие да изпълнява лицензионните си задължения за пренос на електрическа енергия чрез създаването на технически, проектни и експлоатационни изисквания към ползвателите при присъединяването им към преносната мрежа.

Чл. 19. Първоначално присъединяване на ползвател към преносната мрежа, както и увеличение на необходимата предоставена мощност (за потребител) или увеличение на инсталираната мощност (за производител) на присъединен ползвател се допуска, ако:

1. ползвателят е изпълнил изискванията, посочени в Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи;
2. са изпълнени техническите, проектните и експлоатационните изисквания, посочени в действащите наредби и правила за работа на преносната мрежа, от кандидатстващите за присъединяване към преносната мрежа ползватели.

Раздел II Технически параметри на преносната мрежа

Чл. 20. (1) Кандидатите за присъединяване към преносната мрежа трябва да познават номиналните стойности и допустимите граници на основните технически параметри, които се поддържат в електрическата мрежа.

(2) Номиналните напрежения в преносната мрежа са 110 kV, 220 kV, 400 kV и 750 kV. Допустимите отклонения при нормална работа са както следва:

Номинални напрежения	Допустими отклонения
110 kV	$99 \text{ kV} \leq U \leq 126 \text{ kV}$
220 kV	$198 \text{ kV} \leq U \leq 242 \text{ kV}$
400 kV	$380 \text{ kV} \leq U \leq 420 \text{ kV}$
750 kV	$712 \text{ kV} \leq U \leq 787 \text{ kV}$

(3) Поддържаните стойности на напрежението в отделните възли на преносната мрежа се определят и регулират от оператора на електроенергийната система.

(4) Преносното предприятие и ползвателите избират съоръженията на електроенергийната система и съоръженията на присъединяваните електроенергийни обекти така, че колебанията на напрежението при къси съединения и/или комутационни преходни процеси и очакваните атмосферни пренапрежения да не влияят на нормалната им работа.

Чл. 21. Номиналната честота на електроенергийната система е 50,0 Hz. При нормални експлоатационни условия се допускат отклонения от номиналната стойност в интервала от 49,5 Hz до 50,5 Hz. След ресинхронизация на първа и втора синхронна зона ще бъде възприет диапазонът, валиден за УСТЕ.

Чл. 22. (1) Преносната мрежа работи с директно заземен звезден център.

(2) Начинът на заземяване на звездните центрове на съоръженията на ползвателите на преносната мрежа се определя от оператора на електроенергийната система съобразно техническите характеристики на преносната мрежа и съоръженията на ползвателя.

Чл. 23. За нуждите на проектирането, избора на съоръжения и режими на работа ползвателите получават от преносното предприятие специализирана техническа информация, отнасяща се до:

1. потокоразпределение (изследване на установени режими);
2. критични времена на изключване на трифазно късо съединение по условията за динамична устойчивост;
3. токове на къси съединения в мястото на присъединяване;
4. еквивалентни импеданси на електроенергийната система в мястото на присъединяване;
5. избор на защита от пренапрежение и координация на изолацията.

Чл. 24. (1) Границата на собственост между електрическите съоръжения на преносното предприятие и тези на ползвателите се определя от начина на присъединяване и от вида на съоръженията в мястото на присъединяване.

(2) При присъединяване на електрическа уредба на потребител към преносната мрежа чрез електропроводи, собственост на преносното предприятие, независимо от нивото на напрежение, границата на собственост е:

1. при кабелен електропровод - мястото на присъединяване на кабелните крайници към уредбата;
2. при въздушен електропровод и закрыта уредба - клемите за присъединяване на проводниците на електропровода към проходните изолятори за преминаване през външните стени на уредбата;
3. при въздушен електропровод и открита уредба - клемите за присъединяване на проводниците към съоръженията на уредбата.

(3) Присъединяване на електрическа централа към преносната мрежа може да се осъществява по един от следните начини:

1. чрез електропроводи (въздушни или кабелни), трансформатори или шинопроводи, притежавани от собственика на електрическата централа, към електрическа уредба, собственост на преносното предприятие;
2. чрез електрическа уредба, притежавана от собственика на електрическата централа, към електропроводи (въздушни или кабелни), трансформатори или шинопроводи, собственост на преносното предприятие.

(4) Границата на собственост между електрическите съоръжения на преносното предприятие и електрическата централа се определя в зависимост от начина на присъединяване към преносната мрежа, както следва:

1. при кабелен електропровод - мястото на присъединяване на кабелните крайници към уредбата;
2. при въздушен електропровод и закрита електрическа уредба - клемите за присъединяване на проводниците на електропровода към проходните изолатори за преминаване през външните стени на уредбата;
3. при въздушен електропровод и открита електрическа уредба - клемите за присъединяване на проводниците към съоръженията на уредбата;
4. при трансформатор - най-близките до уредбата клеми, чрез които трансформаторът се присъединява към нея;
5. при шинопровод - най-близките до уредбата клеми, чрез които шинопроводът се присъединява към нея.

Раздел III Технически изисквания за присъединяване на потребители

Чл. 25. При потреблението на активна енергия не се допуска превишаване на максимално допустимото натоварване на нито един елемент от електропроводите и захранващата подстанция, собственост на преносното предприятие.

Чл. 26. (1) Операторът на електроенергийната система определя изисквания към потребителите, които влияят върху сигурността на работа на електроенергийната система и върху нейната способност за възстановяване, и са необходими за изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

(2) Потребителите са длъжни да приемат и изпълняват:

1. плана за автоматично честотно разтоварване (АЧР) при аварийно понижаване на честотата в електроенергийната система;
2. изпълнение на автоматично разтоварване при аварийно изключване на големи единични генериращи мощности;
3. участие в коридори за възстановяване след системни аварии.

(3) Максимално допустимите натоварвания на електропроводите, мощностите на отделните степени на АЧР, обемът на разтоварване и конфигурацията на коридорите за възстановяване се задават от оператора на електроенергийната система и се съгласуват в договора, сключен между преносното предприятие и потребителя съгласно чл. 62.

Чл. 27. (1) Потребителят трябва да ползва електрическа енергия с фактор на мощността $\cos \varphi \geq 0,90$, освен ако в договора между преносното предприятие и потребителя не е упоменато друго.

(2) За определяне на действителния фактор на мощността се използват показанията на средства за търговско измерване.

Чл. 28. (1) Потребителите трябва да прилагат необходимите мерки за поддържане на относително постоянна мощност при потреблението на електрическа енергия при нормална работа.

(2) Скоростта на промяна на потребяваната активна мощност за минута в проценти от максималното натоварване не трябва да надхвърля 10 % от P_{\max} за инсталирани мощности над 50 MVA.

(3) Когато за даден потребител е технически невъзможно да изпълни изискването по ал. 2, в договора между преносното предприятие и потребителя по чл. 62 трябва да се предвиди услуга за регулиране, която да се извършва от оператора на електроенергийната система.

Чл. 29. (1) Общата сума на ефективните стойности на висшите хармонични съставлящи в тока към потребителя не трябва да надхвърля 5 % от ефективната стойност на съставлящата с основна честота (50 Hz) в мястото на присъединяване съгласно БДС EN 50160.

(2) Несиметричността на напреженията в трифазната мрежа, внасяна от потребителя, изразяваща се в нееднаквост на ефективните стойности на фазовите напрежения или разлики на фазовите ъгли, не трябва да води до поява на напрежение с обратна последователност със стойност, по-висока от 2 % от номиналната стойност.

Чл. 30. (1) За потребители с инсталирана мощност, по-голяма от 50 MVA, максималното отклонение на моментната стойност на реактивната мощност от средната стойност за 15-минутен интервал от време не трябва да надвишава 10 MVA_r.

(2) В случаите, когато технологичният процес на работа на потребителите е свързан с колебания на реактивната мощност, превишаващи посочените в ал. 1, тези потребители трябва да инсталират в своите електрически уредби управляеми компенсиращи устройства, с които да предотвратяват колебанията на потоците на активна и реактивна мощност в преносната мрежа и смущенията в режима на работа на други ползватели на преносната мрежа.

(3) Когато за даден потребител е технически невъзможно да изпълни изискването по ал. 2, в договора между преносното предприятие и потребителя по чл. 62 трябва да се предвиди услуга за регулиране, която се извършва от оператора на електроенергийната система.

Чл. 31. (1) Когато потребител консумира електрическа енергия от преносната мрежа чрез трансформатор с автоматично регулиране на напрежението, е необходимо да се осигури автоматично блокиране на регулирането при достигане на определени минимални стойности на напрежението на първичната страна на трансформатора.

(2) Стойността на напрежението по ал. 1 се задава от оператора на електроенергийната система.

Чл. 32. Операторът на електроенергийната система, преносното предприятие и ползвателите използват единна система, одобрена от оператора на електроенергийната система, за обозначаване на всички съоръжения в местата на присъединяване, гарантираща сигурна и безопасна работа на електроенергийната система.

Чл. 33. (1) Обемът и организацията на релейните защиты на трансформаторите, шините и електропроводите, собственост на потребителя, трябва да съответстват на изискванията на Наредбата за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии.

(2) Настройките по импеданс, ток и време на релейните защиты, действащи при къси съединения в електроенергийната система (външни за електросъоръженията на потребителя), задължително се съгласуват с оператора на електроенергийната система преди присъединяването.

(3) Допускат се четири начина на присъединяване на потребители към преносната мрежа:

1. потребителят е свързан чрез своите връзки към разпределителна уредба, собственост на преносното предприятие, т.е. мястото на присъединяване се намира в подстанция на преносната мрежа в началото на линия, собственост на потребителя;

2. разпределителна уредба, собственост на потребителя, е присъединена към преносната мрежа чрез електропроводи, собственост на преносното предприятие, т.е. мястото на присъединяване се намира в подстанция, собственост на потребителя, в края на електропроводи на преносното предприятие;

3. потребителят е свързан чрез свой трансформатор към подстанция на преносната мрежа, т.е. мястото на присъединяване се намира в подстанция, собственост на преносното предприятие, от първичната страна на трансформатора, собственост на потребителя;

4. потребителят е свързан към вторичната страна на трансформатор, собственост на преносното предприятие, т.е. мястото на присъединяване е на вторичната страна на трансформатора.

Изискванията към релейните защиты и автоматики за четирите начина на присъединяване се дават общо, а евентуалните разлики - поотделно.

Чл. 34. (1) Релейните защиты на връзките на потребителя с електроенергийната система трябва да отговарят на действащите в страната стандарти, наредби и правилници.

(2) Електрическите съоръжения трябва да се защитават от основни и резервни релейни защиты, действащи независимо.

(3) При електропроводи с напрежение 220 kV и по-високо и при междусистемни електропроводи се изпълнява организация на релейните защиты по принципа на "пълно близко резервиране" съгласно Наредбата за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии, като една от защитите трябва да бъде дистанционна.

(4) За присъединяване към мрежи с директно заземен звезден център, на електропроводите допълнително трябва да се предвижда посочна тристъпална максималнотокова земна защита с независимо от тока закъснение.

(5) Във всички случаи, при основно действие на релейните защиты (с първа зона, първо стъпало, диференциална защита), електропроводът трябва да се изключва от захранващата страна за време, не по-голямо от 150 ms, включително времето на прекъсвача.

(6) Съгласувано с оператора на електроенергийната система се допуска:

1. при присъединяване по чл. 33, ал. 3, т. 1 и 2 за електропроводи 110 kV, работещи в паралел с електроенергийната система, релейната защита да се изпълнява от една дистанционна и една тристъпална посочна земна защита с независимо от тока закъснение;

2. при присъединяване по чл. 33, ал. 3, т. 1 и 2 за електропроводи 110 kV и 220 kV, захранващи лъчист товар (едностранно захранена линия), релейната защита да се изпълнява само в захранващия край чрез максималнотокова отсечка, максималнотокова защита и земна защита с независимо от тока закъснение.

(7) При свързване по чл. 33, ал. 3, т. 3 видът, обемът и организацията на релейните защиты на трансформатора са предмет на проект, който се съгласува с преносното предприятие с цел съвместимост със съществуващите устройства.

(8) При свързване по чл. 33, ал. 3, т. 4 видът, обемът и организацията на релейните защиты на съоръженията, свързани към вторичната страна на трансформатора, са предмет на проект, който се съгласува с преносното предприятие с цел съвместимост със съществуващите съоръжения и постигане на селективно действие на релейните защиты.

(9) Сигурността на действие на релейните защиты не трябва да е по-ниска от 99 %, определена като отношение на успешните изключения на прекъсвачите към общия брой на повредите.

Чл. 35. (1) Наличието и видът на автоматичното повторно включване (АПВ) - еднофазно, трифазно, контрол на синхронизъм или отсъствие на напрежение за електропроводите, свързващи уредбите на потребителя с електроенергийната система, е предмет на съгласуване между потребителя и оператора на електроенергийната система на базата на проведени изчисления и изисквания за сигурност на електроснабдяването.

(2) Конкретните настройки на устройството за АПВ се определят и извършват съгласувано с оператора на електроенергийната система.

Чл. 36. Техническите параметри и настройки на АЧР се определят и задават от оператора на електроенергийната система.

Чл. 37. (1) За присъединяване по чл. 33, ал. 3, т. 1 и 2 за електропроводи и уредби, собственост на потребителя и работещи в паралел с електроенергийната система, както и за радиално захранени потребители с високи изисквания за сигурност, с цел ограничаване на аварията при отказ на прекъсвач, който участва във връзката между потребителя и електроенергийната система, се прилага устройство за резервиране на отказа на прекъсвача (УРОП) за автоматично изключване на всички прекъсвачи, съседни на прекъсвача, който е отказал да изключи.

(2) Необходимостта от УРОП се съгласува с оператора на електроенергийната система въз основа на изчисления за устойчивост.

(3) Устройството се организира на принципа "УРОП на прекъсвач".

(4) Монтирането, въвеждането и поддържането на УРОП е задължение на собственика на обекта, в който се въвежда.

(5) Конкретните настройки и въздействието на УРОП се определят съгласувано с оператора на електроенергийната система.

Чл. 38. (1) За електропроводите, свързващи потребителя и работещи в паралел с електроенергийната система на напрежение 110 kV и по-високо, задължително се осигуряват устройства за пренос на сигнали за ускоряване (съвместно действие) на релейните защиты в двата края на свързващия електропровод.

(2) При необходимост заинтересованите страни съгласуват автоматично дистанционно изключване на прекъсвач в съседна електрическа уредба при действие на УРОП.

(3) Конкретните технически решения са предмет на проект и се съгласуват с оператора на електроенергийната система, като времето за пренос на сигналите не трябва да бъде по-голямо от 20 ms.

Чл. 39. (1) Настройките на релейните защиты в електрическите уредби на потребителя се определят и предлагат в проекта, и преди началото на експлоатацията се уточняват и съгласуват с оператора на електроенергийната система на базата на актуализирани изчисления.

(2) Настройките на релейните защиты на връзките между електрическите уредби на потребителя и електроенергийната система се определят от оператора на електроенергийната система.

(3) Настройките на релейните защиты и автоматични устройства, монтирани в уредбите на потребителя, са задължителни и се изпълняват от него.

Чл. 40. За нуждите на управлението на електроенергийната система задължително се осигуряват следните комуникационни възможности:

1. телефон;
2. факс;
3. телеизмерване и телесигнализация;
4. телеуправление;
5. дистанционно четене на данни от средствата за търговско измерване.

Чл. 41. В договора, сключен съгласно чл. 62, преносното предприятие и ползвателите задължително се договарят за разпределяне на отговорностите в мястото на присъединяване и уточняват следното:

1. собственост, управление, поддръжка;
2. оперативни схеми;
3. списък на съоръженията;
4. списък на средствата за измерване и телекомуникация;
5. достъп до обекта;
6. проверки на релейните защиты;
7. ремонтни работи;
8. координация на безопасността.

Раздел IV Технически изисквания за присъединяване на производители

Чл. 42. (1) Електрическите синхронни и асинхронни генератори трябва да бъдат пригодни за продължителна експлоатация при всички възможни експлоатационни и климатични условия в мястото на тяхното инсталиране.

(2) Електрическите генератори трябва да бъдат конструирани и монтирани така, че да издържат без повреди при възникване на внезапно трифазно късо съединение на клемите на генератора.

(3) Номиналната активна и реактивна мощност на електрическите генератори трябва да се запазва при отклонение на напрежението в мястото на присъединяване на електрическата централа до $\pm 5\%$ и на честотата до $\pm 2,5\%$.

Чл. 43. (1) Операторът на електроенергийната система определя изисквания към производителите, които влияят върху сигурността на работа на електроенергийната система и са необходими за изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

(2) Производителите на електроенергия от ТЕЦ са длъжни да приемат и изпълняват:

1. автоматично честотно отделяне (АЧО);
2. участие в коридори за възстановяване след системна авария;
3. осигуряване на комуникационни връзки.

(3) Производителите на електроенергия от подязовирни ВЕЦ са длъжни да приемат и изпълняват:

1. "черен старт";
2. работа в островен режим и ресинхронизация към електроенергийната система;
3. участие в коридори за възстановяване;
4. осигуряване на комуникационни връзки.

Чл. 44. (1) Всички синхронни генератори трябва да имат система за възбуждане, осигуряваща продължителна работа при номинално възбуждане на синхронния генератор в допустимите експлоатационни условия за дадената електрическа централа.

(2) Възбудителната система трябва да осигурява възможност за увеличение (форсиране) на възбудителния ток и напрежение на синхронния генератор, с кратност спрямо тези величини при номинален товар на синхронния генератор както следва:

1. за хидрогенератори до 25 MVA - минимална кратност 1,5 /минимално време 10 s;
2. за хидрогенератори над 25 MVA - минимална кратност 1,8 /минимално време 20 s;
3. за турбогенератори до 25 MVA - минимална кратност 1,8 /минимално време 10 s;
4. за турбогенератори над 25 MVA - минимална кратност 2,0 /минимално време 30 s.

(3) Параметрите на форсировка трябва да се постигат при напрежение на клемите на генератора в диапазона от 80 % до 120 % от номиналното и при честота в диапазона от 47,0 Hz до 53,0 Hz.

(4) Скоростта на промяна на възбудителното напрежение на синхронния генератор не трябва да е по-ниска от 2 отн.ед./s, при база възбудителното напрежение при номинален товар на синхронния генератор.

Чл. 45. (1) Всички синхронни генератори с електрическа мощност над 5 MVA трябва да бъдат оборудвани с автоматичен регулатор на възбуждане.

(2) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да осигуряват поддържане на напрежението на клемите на генератора с точност:

1. за генератори до 25 MVA - не по-ниска от ± 1 %;
2. за генератори над 25 MVA - не по-ниска от $\pm 0,5$ %.

(3) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да осигуряват възможност за компенсиране на спада на напрежение в блочния трансформатор, както и за устойчиво разпределение на реактивната мощност между синхронните генератори, свързани към общи шини.

(4) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да включват възможност за ограничаване на минималното възбуждане, максималния ток на ротора, максималния реактивен ток на статора на синхронния генератор.

(5) Автоматичните регулатори на възбуждане на синхронни генератори с мощност над 25 MVA трябва да имат схема за стабилизиране на работата на синхронния генератор при синхронни колебания (системен стабилизатор) с възможност за настройка на параметрите на стабилизатора.

(6) Системите за автоматично регулиране на възбуждането на генераторите, които са предвидени за участие във възстановяването на електроенергийната система след големи аварии (водни и газови турбини), е необходимо да имат възможност за регулиране на напрежението при първоначално възбуждане на синхронния генератор при отсъствие на външен източник на променливо напрежение за захранване на собствените нужди ("черен" старт).

(7) Автоматичните регулатори на възбуждане на синхронни генератори с мощност над 25 MVA трябва да осигуряват възможност за управление от по-горно йерархическо ниво – чрез включване в система за групово управление на възбуждането.

Чл. 46. (1) Всички синхронни агрегати с мощност над 5 MVA трябва да бъдат съоръжени със системи за автоматично регулиране на оборотите и активната мощност на турбината.

(2) Системите за автоматично регулиране на активната мощност на турбината трябва да осигуряват възможност за настройка на ограничения по минимална и максимална активна мощност на синхронния генератор при работа в паралел с електроенергийната система, в зависимост от особеностите на турбината, в диапазона от 0 % до 110 %.

(3) Системите за автоматично регулиране на активната мощност на турбината трябва да осигуряват възможност за подържане на зададената активна мощност на генератора с точност:

1. за агрегати до 25 MW - не по-ниска от ± 2 %;
2. за агрегати над 25 MW - не по-ниска от ± 1 %.

(4) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината трябва да осигуряват възможност за изравняване на честотата на синхронния агрегат с честотата на електроенергийната система преди включване на генератора в паралел с точност $\pm 0,1$ %.

(5) Системите за автоматично регулиране на мощност и обороти на турбини с мощност над 25 MW трябва да преминават от режим "регулиране на мощност" към режим "регулиране на обороти", при изключване на генератора от мрежата, без да задейства защитата от свръхоборотите.

(6) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината трябва да осигуряват възможност за ограничение и защита от свръхоборотите на синхронния агрегат с възможност за настройка в диапазона, както следва:

1. за парни турбини - от 104 % до 112 % от номиналната им стойност;
2. за водни и газови турбини - от 104 % до 130 % от номиналната им стойност.

(7) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени за участие в първично регулиране на честота в електроенергийната система, трябва:

1. да имат постоянна, присъща на регулиращата система зона на нечувствителност, не по-голяма от 20 mHz;
2. да имат възможност за настройване на мъртва зона до 500 mHz за диапазона от 49,0 Hz до 50,5 Hz;
3. да осъществяват регулиране по статична характеристика с възможност за настройка на статизма в границите от 0 до 10 %.

(8) Системите за автоматично регулиране на активната мощност на турбината на агрегатите, които са предвидени за участие във вторично регулиране на честотата и обменните мощности на електроенергийната система, трябва да имат възможност за промяна на зададената активна мощност от по-високо йерархическо ниво.

(9) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени за участие във възстановяването на енергийната система след аварии (водни и газови турбини), трябва да дават възможност за режим на самостоятелна работа на синхронния генератор с изолиран товар ("островен" режим) и за ресинхронизация, при което регулирането да става по променена статична или астатична характеристика. Преминаването от зададената статична характеристика към друга статична или астатична характеристика трябва да става:

1. по критерии, вградени в регулатора (горна или долна граница по честота, скорост на промяна на честотата или натоварването);
2. от оператора на електрическата централа чрез ключ за управление;

3. дистанционно, чрез телесигнал от диспечерски център или в зависимост от състоянието на комутационната апаратура.

(10) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината на агрегатите, които са предвидени да участват във възстановяването на електроенергийната система след големи аварии (водни и газови турбини), е необходимо да имат възможност за развъртане и натоварване при отсъствие на външен източник на променливо напрежение за захранване на собствените нужди ("черен" старт).

Чл. 47. (1) Диапазонът на настройките на системите за автоматично регулиране на възбуждането, системните стабилизатори и регулирането на активната мощност на синхронните агрегати се определя при избора на регулиращите системи и изготвянето на работен проект, съгласувано с оператора на електроенергийната система.

(2) Преди въвеждането на системите в пробна или редовна експлоатация настройките на режимите на работа и техните приоритети, коефициентите на усилване, времеконстантите, ограничителите и други параметри се уточняват на базата на актуализирани изчисления и се съгласуват с оператора на електроенергийната система.

Чл. 48. Преносното предприятие и ползвателите използват единна система, одобрена от преносното предприятие, за обозначаване на всички съоръжения в местата на присъединяване, гарантираща сигурна и безопасна работа на електроенергийната система.

Чл. 49. (1) Обемът и организацията на релейните защиты на генераторите, повишаващите трансформатори, шините и електропроводите, собственост на производителя, като минимум трябва да съответстват на изискванията на Наредбата за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии.

(2) Настройките по импеданс, ток и време на релейните защиты, действащи при къси съединения в електроенергийната система (външни за генераторите и повишаващите трансформатори в централата), се съгласуват с оператора на електроенергийната система.

(3) Релейните защиты на връзките на електроцентралата с електроенергийната система трябва да бъдат в съответствие с действащите в страната стандарти, наредби и правилници.

(4) Електрическите съоръжения трябва да бъдат защитени от основни и резервни релейни защиты, действащи независимо.

(5) При електропроводи с напрежение 220 kV и по-високо и при междусистемни електропроводи се изпълнява организация на релейните защиты по принципа на "пълно близко резервиране" съгласно Наредбата за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии. Една от защитите трябва да бъде дистанционна.

(6) За присъединяване към мрежи с директно заземен звезден център, на електропроводите допълнително трябва да се предвижда посочна тристъпална максималнотокова земна защита с независимо от тока закъснение. На високата страна на повишаващите трансформатори се въвежда индивидуална, а при необходимост - групова земна защита.

(7) Във всички случаи, при основно действие на релейните защиты (с първа зона, първо стъпало, диференциална защита), електропроводът трябва да се изключва за време, не по-голямо от 150 ms, включително времето на

прекъсвача, както от страна на централата, така и от страна на електроенергийната система.

(8) При присъединяване чрез трансформатор и електропровод се препоръчва комбинация от надлъжно диференциална и дистанционна релейна защита. Първата е основна и защитава трансформатора и електропровода, а втората се монтира на високата страна на повишаващия трансформатор, резервира надлъжно диференциалната защита при къси съединения по електропровода и осъществява далечно резервиране при къси съединения по другите присъединения, изходящи от разпределителната уредба, собственост на преносното предприятие.

(9) При присъединяване чрез електропроводи се препоръчва комбинация от две дистанционни или комбинация от дистанционна и надлъжно диференциална релейна защита на свързващите електропроводи.

(10) Комбинацията, типът и функциите на релейните защиты са предмет на съгласуване между централата и оператора на електроенергийната система.

(11) За осигуряване нормалното функциониране на релейните защиты на електропроводите, свързващи електроцентралата с електроенергийната система, отговорност носят:

1. от страна на електроцентралата - нейният собственик;
2. от страна на ЕЕС - преносното предприятие.

(12) Сигурността на действие на релейните защиты не трябва да е по-ниска от 99 %, определена като отношение на успешните изключения на прекъсвачите към общия брой на повредите.

Чл. 50. (1) Наличието и видът на АПВ - еднофазно, трифазно, контрол на синхронизъм или отсъствие на напрежение, за електропроводите, свързващи централата с ЕЕС, е предмет на съгласуване между централата и оператора на електроенергийната система на базата на проведени изчисления за динамична устойчивост.

(2) Конкретните настройки за АПВ се съгласуват с оператора на електроенергийната система.

Чл. 51. (1) За да не се допусне разширяване на аварията при отказ на прекъсвач, участващ във връзката между централата и електроенергийната система, се прилага УРОП за автоматично изключване на всички прекъсвачи, съседни на прекъсвача, който е отказал да изключи.

(2) Необходимостта от УРОП се уточнява съгласувано с оператора на електроенергийната система на базата на изчисления за устойчивост.

(3) Устройството се организира на принципа "УРОП на прекъсвач".

(4) Монтирането, въвеждането и поддържането на УРОП е задължение на собственика на обекта, в който се въвежда - преносното предприятие или електрическата централа.

(5) Конкретните настройки и въздействието на УРОП се определят съгласувано с оператора на електроенергийната система.

Чл. 52. (1) Устройствата за пренос на сигнали за ускоряване на релейните защиты и за дистанционно изключване на прекъсвачи са предмет на проект и на съгласуване с оператора на електроенергийната система.

(2) За електропроводите, свързващи централата с електроенергийната система на напрежение 110 kV и по-високо, задължително се осигуряват устройства за пренос на сигнали за ускоряване (съвместно действие) на релейните защиты в двата края на свързващия електропровод.

(3) При необходимост се договаря автоматично дистанционно изключване на прекъсвач в съседна разпределителна уредба при действие на УРОП.

(4) Доставка и монтажът на апаратурата за пренос на сигналите са задължение на собственика на разпределителната уредба, в която се монтират.

(5) Времето за пренос на сигналите не трябва да бъде по-голямо от 20 ms.

Чл. 53. (1) Всички електрически присъединения към разпределителните уредби с напрежение 110 kV и по-високо трябва да бъдат оборудвани със системи за точна синхронизация.

(2) Синхронните електрически генератори и блокове с мощност над 12 MW трябва да бъдат съоръжени със системи за автоматична точна синхронизация.

(3) Когато синхронните електрически агрегати са с мощност под 12 MW и нямат система за автоматична точна синхронизация, като минимум трябва да бъдат съоръжени с устройства за ръчна точна синхронизация с блокировка срещу несинхронно включване.

(4) Включването на синхронните електрически агрегати в паралел с електрическата мрежа по метода на самосинхронизацията се допуска за агрегати с мощност до 5 MW.

(5) За синхронни агрегати с единична мощност над 5 MW включване по метода на самосинхронизация се допуска след съгласуване на всеки конкретен случай с оператора на електроенергийната система.

Чл. 54. (1) Електрическите агрегати (блокове) в термичните централи с номинална мощност над 25 MVA трябва да са съоръжени със система за АЧО, включително захранването на системата за собствени нужди (СН), в случай на аварийно понижение на честотата на електрическата мрежа.

(2) Системата за АЧО трябва да има възможност за настройка по честота в диапазона от 46 Hz до 50 Hz и по време - в диапазона от 0 до 3 секунди.

Чл. 55. (1) За синхронните агрегати, за които по данни на производителя се допуска асинхронен ход (със или без възбуждане), се извършва проверка за устойчивост в мястото на тяхното присъединяване към електрическата мрежа.

(2) В случаите, когато асинхронен ход е недопустим от гледна точка на устойчивост, генераторите трябва да бъдат съоръжени със защита срещу асинхронен ход, въздействаща на изключване на генератора от мрежата.

Чл. 56. (1) Настройките на релейните защиты в централата се определят и предлагат в проекта и преди началото на експлоатацията се уточняват и съгласуват с оператора на електроенергийната система на базата на актуализирани изчисления.

(2) Настройките на релейните защиты на връзките между електрическата централа и електроенергийната система се определят от оператора на електроенергийната система.

(3) Настройките на релейните защиты и автоматичните устройства, монтирани на територията на електрическата централа, са задължителни за собственика на централата и се изпълняват от него.

Чл. 57. За нуждите на управлението на електроенергийната система трябва да се осигурят следните комуникационни възможности:

1. телефон;
2. факс;
3. телеизмерване и телесигнализация;
4. телеуправление;

5. телерегулиране;
6. дистанционно четене на данни от средствата за търговско измерване.

Чл. 58. Преносното предприятие и производителите задължително се договарят за разпределяне на отговорностите в мястото на присъединяване и уточняват следното:

1. собственост, управление, поддръжка;
2. оперативни схеми;
3. списък на съоръженията;
4. списък на средствата за измерване и телекомуникация;
5. достъп до обекта;
6. проверки на релейните защиты;
7. ремонтни работи;
8. координация на безопасността.

Раздел V

Технически изисквания за присъединяване на обекти на разпределителните предприятия към преносната мрежа

Чл. 59. Присъединяването на обекти на разпределителните предприятия към преносната мрежа се извършва по реда на част четвърта “Присъединяване на обекти на разпределителни предприятия към преносната мрежа” на Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи.

Чл. 60. (1) За всяко място на присъединяване на обекти на разпределително предприятие към преносната мрежа се прилагат изискванията на раздели I, II и III на глава трета от тези правила.

(2) При наличие на генериращи мощности, присъединени към разпределителната мрежа, предмет на присъединяване към преносната мрежа, допълнително се прилагат изискванията на раздел IV на глава трета.

(3) Разпределителното предприятие предоставя на преносното предприятие в писмен вид техническа информация за разпределителната мрежа (включително за генериращите мощности, присъединени към нея) за определяне на условията за присъединяване към преносната мрежа.

Чл. 61. Присъединяването на генериращи мощности към разпределителната мрежа се извършва при спазване на изискванията на раздел IV от глава трета на тези правила.

Глава четвърта

ПОЛЗВАНЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Чл. 62. Ползвателите на преносната мрежа сключват договори с преносното предприятие за пренос на електрическа енергия и/или ползване на преносната мрежа според условията на тези правила.

Чл. 63. (1) Ползвателите на преносната мрежа, които са търговски участници по смисъла на чл. 100 от ЗЕ, се балансират от страна на оператора на електроенергийната система по ред и условия, указани в Правилата за търговия с електрическа енергия по чл. 91, ал. 2 от ЗЕ.

(2) Чрез съвместното използване на резерва за първично, вторично и третично регулиране операторът на електроенергийната система осъществява общия баланс между производството и потреблението на електрическа енергия в контролния блок.

(3) Използваната енергия за балансиране на всеки ползвател по чл. 100 от ЗЕ се определя след периода на сетълмент, за който се отнася, по ред и начин, определени в Правилата за търговия с електрическа енергия.

Чл. 64. (1) Всички места на обмен на електрическа енергия между преносната мрежа и ползвателите на преносната мрежа трябва да са оборудвани със средства за търговско измерване на електрическата енергия съгласно правилата по чл. 83, ал.1, т. 6 от ЗЕ.

(2) За целите на участие в пазара на електрическа енергия ползвателите могат да се обединяват чрез формиране на балансиращи групи.

Чл. 65. (1) Обменът на електрическа енергия между дадена балансираща група и други ползватели на преносната мрежа и/или други балансиращи групи се извършва по графици за обмен, обединяващи всички графици за доставка на всички ползватели, чиито обекти са включени в дадената балансираща група.

(2) Изготвянето на графиците за обмен на балансиращата група се извършва от лице, отговорно за баланса в рамките на балансиращата група на основание на сключен договор, регистрирано за участие на пазара на балансираща енергия по реда на Правилата за търговия с електрическа енергия.

(3) Лицето по ал. 2 уведомява оператора на електроенергийната система за:

1. обектите на ползватели, включени в балансиращата група;
2. местата на обмен и средствата за търговско измерване, инсталирани в тези места;

3. графиците за обмен между балансиращата група и други ползватели и/или балансиращи групи;

4. промени в състава и местата на обмен на енергия, в срокове и по начин, указани в Правилата за търговия с електрическа енергия.

(4) Лицето по ал. 2 носи отговорност за баланса на групата по отношение на други балансиращи групи и/или ползватели и е страна по сделките с балансираща енергия относно графиците за обмен на групата.

Чл. 66. (1) Количеството електрическа енергия, постъпващо във всяка балансираща група в местата на обмен, трябва да бъде равно на сумата от количествата енергия по графиците за покупка на електрическа енергия от други балансиращи групи и/или ползватели на преносната мрежа.

(2) Количеството електрическа енергия, отдавано от всяка балансираща група в местата на обмен, трябва да бъде равно на сумата от количествата енергия по графиците за продажба на електрическа енергия на други балансиращи групи и/или ползватели на преносната мрежа.

Чл. 67. (1) Преносът на електрическа енергия през преносната мрежа при снабдяване от производители на свои предприятия и обекти с електрическа енергия се извършва при условията на чл. 32 и чл. 104 от Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) Когато обектите по ал. 1 принадлежат към различни балансиращи групи, количествата електроенергия, които се пренасят от обектите за производство към обектите за потребление, се добавят към количествата по графиците за обмен на балансиращите групи, съставени от лицата, отговорни за баланса.

(3) Когато обектите по ал. 1 принадлежат към една балансираща група, но преносът на електроенергия се осъществява през елементи на преносната и/или разпределителната мрежа, лицето, отговорно за баланса, изготвя и представя на оператора отделен график само за тази енергия.

Глава пета
ПЛАНИРАНЕ НА РАБОТАТА
НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА

Раздел I
Прогнози на потреблението

Чл. 68. Преносното предприятие извършва прогнози на потреблението за целите на:

1. инвестиционно планиране – период над пет години;
2. годишно планиране – по месеци за следваща календарна година;
3. седмично планиране – една седмица предварително;
4. денонощно планиране – едно денонощие предварително;
5. планиране в рамките на текущото денонощие и следоперативен

контрол.

Чл. 69. (1) Разпределителните предприятия предоставят на преносното предприятие отчетни данни за всеки месец на предходната календарна година за целите на инвестиционното и на годишното планиране, до края на м. март на текущата година за:

1. закупена електроенергия и денонощни товарови диаграми на производители с инсталирана мощност 200 kW и по-голяма, присъединени към разпределителната мрежа, както следва:

а) за дните на минимално и максимално натоварване на разпределителната мрежа;

б) за дните на минимално и максимално натоварване на преносната мрежа.

2. закупена/продадена електроенергия от/на съседни разпределителни предприятия и денонощни товарови диаграми, както следва:

а) за дните на минимално и максимално натоварване на разпределителната мрежа;

б) за дните на минимално и максимално натоварване на преносната мрежа.

(2) Месечните количества електроенергия, постъпили в разпределителната мрежа, се разпределят, както следва:

1. промишлени потребители;
2. селскостопански потребители;
3. комунални потребители;
4. транспорт;
5. улично осветление;
6. битови потребители;
7. загуби при разпределението на електроенергията.

Чл. 70. (1) Разпределителните предприятия предоставят на преносното предприятие, за всяко място на присъединяване към преносната мрежа, прогнозни данни за всяка от следващите пет календарни години за целите на инвестиционното планиране, до края на м. март на текущата година съгласно чл. 90, т. 3 от ЗЕ, както следва:

1. годишни количества електроенергия;
2. максимални и минимални мощности.

(2) Разпределителните предприятия трябва да отчитат в своите прогнози предвижданото производство на електроенергия от производителите,

присъединени към съответните разпределителни мрежи, както и загубите, свързани с разпределението на електрическата енергия.

Чл. 71. Потребителите, присъединени към преносната мрежа, предоставят на преносното предприятие отчетни данни за произведената електроенергия от собствени източници за всеки месец на предходната календарна година за целите на инвестиционното и на годишното планиране, до края на м. март на текущата година, както следва:

1. количества електроенергия;
2. товарни диаграми за дните на минимално и максимално натоварване;
3. товарни диаграми за дните на минимално и максимално натоварване

на преносната мрежа.

Чл. 72. (1) Потребителите, присъединени към преносната мрежа, предоставят на преносното предприятие, за всяко място на присъединяване към преносната мрежа, прогнозни данни за всяка от следващите пет календарни години за целите на инвестиционното планиране, до края на м. март на текущата година, както следва:

1. годишни количества електроенергия;
2. максимални и минимални мощности за съответните години.

(2) Потребителите, присъединени към преносната мрежа, трябва да отчитат в своите прогнози предвижданото производство на електроенергия от собствени източници.

Чл. 73. (1) Разпределителните предприятия трябва да предоставят на преносното предприятие, за всяко място на присъединяване към преносната мрежа, прогнозни месечни данни за следващата календарна година за целите на годишното планиране, до края на м. март на текущата година, както следва:

1. количества електроенергия;
2. максимални и минимални стойности за активната и реактивната

мощност.

(2) Към данните по ал. 1 се предоставят прогнозни месечни данни за:

1. собствени източници на електроенергия, както следва:

- а) количества електроенергия;
- б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната

мощност на генериращите източници;

2. закупена/продадена електроенергия от/на съседни разпределителни предприятия, както следва:

- а) количества електроенергия;
- б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната

мощност.

Чл. 74. (1) Потребителите, присъединени към преносната мрежа, трябва да предоставят на преносното предприятие, за всяко място на присъединяване към преносната мрежа, прогнозни месечни данни за следващата календарна година за целите на годишното планиране, до края на м. март на текущата година, както следва:

1. количества електроенергия;
2. максимални и минимални стойности за активната и реактивната

мощност.

(2) Към данните по ал. 1 се предоставят прогнозни месечни данни за собствени източници на електроенергия, както следва:

1. количества електроенергия;

2. максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на генериращите източници.

Чл. 75. В случай на промяна на месечните прогнозни данни с повече от 5 % съответният ползвател трябва да изпрати новите данни на преносното предприятие не по-късно от 30 дни след промяната.

Чл. 76. (1) Преносното предприятие уведомява разпределителните предприятия и потребителите, присъединени към преносната мрежа, за деня на максимално натоварване и за деня на минимално натоварване на преносната мрежа за съответните месеци на отчетната година, до края на м. януари на следващата година.

(2) Разпределителните предприятия и потребителите, присъединени към преносната мрежа, уведомяват преносното предприятие за дните на максимално и минимално натоварване на своите мрежи за съответните месеци на отчетната година, до края на м. януари на следващата година.

Чл. 77. (1) За целите на седмичното и денонощното планиране преносното предприятие получава информация, както следва:

1. търговските участници по сделките по свободно договорени цени представят известия за двустранни договори за доставка на електрическа енергия, физическа номинация, както и предложения за балансиране и заявки за балансиране на пазара на балансираща енергия съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия;

2. общественият доставчик предоставя през следващата седмица (от 00.00 ч. в понеделник до 24.00 ч. в неделя) всички графици, договорени с вносители и/или износители на електрическа енергия съгласно чл. 93, ал. 2 от ЗЕ.

(2) Данните по ал. 1, т. 2 се предоставят не по-късно от 09.00 ч. в петък на предходната седмица.

Чл. 78. Преносното предприятие трябва да съставя съответните видове прогнози на потреблението на основата на предоставената информация, като допълнително отчита следните фактори:

1. товарови диаграми за минали периоди, които имат значение за денонощното планиране;

2. метеорологични прогнози, както и фактически метеорологични данни;

3. товарови диаграми за характерни дни – национални, религиозни и други празници;

4. товарови диаграми на принуден помпен режим на ПАВЕЦ;

5. статистически и прогнозни данни за икономическото развитие на страната.

Чл. 79. (1) Преносното предприятие трябва да съставя прогнози на загубите на електрическа енергия в преносната мрежа, като отчита:

1. загуби в електропроводи и трансформатори;

2. загуби в компенсиращи устройства;

3. потребление на електроенергия за СН на подстанциите на преносната мрежа.

(2) Изчисленията във връзка с прогнозите по ал. 1 се правят на месечна основа и трябва да включват загуби на мощност и енергия.

(3) Изчисленията на загубите се правят на основата на прогнозните данни за генерацията, потреблението и топологията на преносната мрежа.

Раздел II

**Планиране на студения резерв
и годишните ремонти. Планиране
на общата разполагаемост и прогнозиране
на излишъка/недостига на електроенергия**

Чл. 80. С тези правила се осигурява възможност на оператора на електроенергийната система да планира студения резерв по чл. 105 от ЗЕ, да координира планирането на разполагаемостта и на програмите за ремонт на генериращите блокове, за да отговори на изискванията на потреблението в съответствие със степента на надеждност, определена по чл. 4, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.

Чл. 81. Процедурата за планиране на студения резерв е следната:

1. До 31 юли на текущата година министърът на енергетиката и енергийните ресурси определя със заповед задължителните показатели по чл. 4, ал. 2, т. 4 от ЗЕ за следващата календарна година, на основата на принципа на равни разходи за поддържане на необходимия резерв и за покриване на загубите от съответната недоставена енергия за разглеждания период. При определянето на разходите се приемат:

а) прогнозна цена за разполагаемост на студения резерв;

б) цена за специфични загуби от недоставена електроенергия 8.00 лв./kWh - по данни за страни, членки на Европейския съюз, поради липса на методика за страната.

2. Моделиране на разполагаемостта на генериращите мощности:

а) моделът се основава на построяването на функцията на вероятностно разпределение на сумарната разполагаема мощност на електроенергийната система. За тази цел се прилага методът на еквивалентното нормално разпределение въз основа на данните за разполагаемите мощности и стационарните коефициенти на готовност на отделните агрегати;

б) агрегатите в кондензационните централи се представят индивидуално чрез техните реално разполагаеми мощности и реални коефициенти на готовност за предходната година. Топлофикационните централи се представят общо като една еквивалентна централа с разполагаема мощност, съответстваща на средностатистическата мощност, реализирана от тези централи през предходната година. По същия начин се представя и участието на заводските централи. Еквивалентирането на всички ВЕЦ се извършва като средна работна мощност на основата на възможното годишно количество електроенергия, което могат да произведат при условията на нормална по влажност година. При това приемане ВЕЦ се представят като една еквивалентна централа от десет агрегата по 40 MW и обща мощност 400 MW;

в) дефиниране на функцията на вероятностно разпределение на сумарната разполагаема мощност:

$$F_g(g) = \int_{-\infty}^g f_g(g) dg ,$$

където:

$$f_g(g) = \frac{e^{-\left(g - \bar{g}\right)2\delta_g^2}}{\delta_g (2\pi)^{0,5}} \text{ е плътността на вероятностното разпределение;}$$

$$g = \sum_{i=1}^{n_g} g_i p_i \text{ - математическото очакване на сумарната разполагаема}$$

мощност;

δ_g^2 - дисперсията на сумарната разполагаема мощност на генерацията:

$$\delta_g^2 = \sum_{i=1}^{n_g} g_i^2 p_i (1 - p_i),$$

където:

g_i е разполагаемата мощност на i -тия агрегат (реален или еквивалентен);

p_i - стационарният коефициент на готовност на i -тия агрегат;

n_g - общият брой на разглежданите агрегати (реални и еквивалентни).

3. Моделиране на товара:

Моделът на товара на електроенергийната система се основава на нормално вероятностно разпределение на средночасовите товари:

$$F_w(w) = \int_{-\infty}^w f_w(w) dw,$$

където:

$$f_w(w) = \frac{e^{-\left(\frac{w - \bar{w}}{\delta_w}\right)^2}}{\delta_w (2\pi)^{0.5}} \text{ е плътността на вероятностното разпределение;}$$

\bar{w} - математическото очакване на прогнозния товар;

δ_w^2 - дисперсията на товара, определена въз основа на статистически данни.

В зависимост от целите на моделирането товарът на електроенергийната система може да представлява само товара в страната или общия товар на страната и салдото на договорения внос и/или износ на електроенергия.

4. Моделиране на мощностния баланс:

Моделът на мощностния баланс се основава на еквивалентно нормално вероятностно разпределение на резултантната величина, получена като разлика на разполагаемата мощност и товара. Съгласно закона за сумиране/изваждане на нормално разпределени случайни величини балансът ще бъде с параметри:

$\bar{z} = \bar{g} - \bar{w}$ - математическо очакване на баланса;

$\delta_z^2 = \delta_g^2 + \delta_w^2$ - дисперсия на баланса.

Функцията на разпределение ще бъде:

$$F_z(z) = \int_{-\infty}^z f_z(z) dz,$$

където:

$$f_z(z) = \frac{e^{-\left(\frac{z - \bar{z}}{\delta_z}\right)^2}}{\delta_z (2\pi)^{0.5}} \text{ е плътността на вероятностното разпределение.}$$

5. Интегрални показатели за адекватност на електроенергийната система:

а) изчислителни условия:

- минимални условия, съответстващи на минималния товар на електроенергийната система. При P_{\min} се определя средноквадратично отклонение на товара δ_w ;

- средни условия, съответстващи на средния товар на електроенергийната система. При P_{cp} се определя средноквадратично отклонение на товара δ_w ;

- максимални условия, съответстващи на максималния товар на електроенергийната система. При P_{\max} се определя средноквадратично отклонение на товара δ_w ;

- общи условия:

• продължителност на разглеждания период в часове: $T = 8760$ h;

• продължителност на съответните периоди се определя на основата на прогнози за разчетната година;

б) пълната вероятност за мощностен дефицит е:

$$I_{\text{def}} = F_z(0);$$

в) коефициентът на енергийна адекватност е:

$$K_r = 1 - I_{\text{def}}.$$

Коефициентът K_r се изчислява като средна стойност на определения по горните изчислителни условия. Прилага се итерационен метод, като се добавят или изваждат генераторни блокове с техните реални коефициенти на готовност, до получаването на среден коефициент, съответстващ на определения по чл. 83, т. 1.

г) количеството недоставена електроенергия се определя чрез:

$$E_{\text{unsv}} = T \int_{-\infty}^0 z f_z(z) dz,$$

където

T е дължината на разглеждания период, h;

д) стойностите на студения резерв се изчисляват като разлика на разполагаемостта, съответстваща на средния коефициент K_r , и разполагаемостта, съответстваща на очаквания прогнозен средночасов товар.

Чл. 82. Предварителното планиране на разполагаемостта и определянето на прогнозния излишък/недостиг на електроенергия, както и планирането на годишните ремонти на генериращите блокове, се извършват по следната процедура:

1. на основата на годишната прогноза на потреблението и на планирането на студения резерв, до 31 август на текущата година операторът на електроенергийната система изпраща на производителите на електроенергия прогнозни данни за разполагаемост и за месечното производство през следващата календарна година;

2. всички производители, присъединени към преносната мрежа, изпращат на оператора на електроенергийната система до 15 септември на текущата година обосновани първоначални предложения за ремонтни програми през следващата година, които включват:

а) диспечерско наименование на производствената единица;

б) декларирана мощност на производствената единица;

в) продължителност на възнамерявания ремонт;

г) предпочитан период на провеждане на ремонта;

3. операторът на електроенергийната система трябва да състави предварителна програма за разполагаемост и предварителна ремонтна програма на основата на направените обосновани предложения, като отчита изискванията на:

а) прогнозното потребление;

б) дългосрочните договори за покупка/продажба на електроенергия;

в) необходимия студен резерв;

г) прогнозите за хидроложката обезпеченост, наличните и очакваните водни количества във водоемите;

д) техническите ограничения при каскадна работа на ВЕЦ;

е) спазването на изискванията за комплексно използване на водите;

4. операторът на електроенергийната система представя на засегнатите производители предварителната програма за разполагаемост и предварителната ремонтна програма до 30 септември на текущата календарна година;

5. операторът на електроенергийната система и засегнатите страни провеждат консултации за постигане на договореност в случаите, когато не е възможно приемането на първоначалното предложение;

6. когато не може да бъде постигнато съгласие, операторът на електроенергийната система има право да определи съответните периоди на ремонт, като изхожда от изискванията по т. 3;

7. операторът на електроенергийната система изготвя програма за общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма до 31 октомври на текущата година и я изпраща на производителите на електроенергия;

8. операторът на електроенергийната система предоставя на обществения доставчик прогнозни данни за излишък/недостиг на електроенергия.

Чл. 83. Процедурата за планиране на краткосрочни ремонти на генериращите блокове е следната:

1. краткосрочните ремонти на генериращите блокове трябва да бъдат планирани като процент от разполагаемостта през годината;

2. периодът на тяхното провеждане не е регламентиран в годишния план; той се определя чрез подаване на писмена заявка от производителите до оператора на електроенергийната система в съответствие с изискванията на Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите и съответното разрешение, дадено от оператора на електроенергийната система.

Чл. 84. Процедурата при принудителни престои на генериращи блокове е както следва:

1. в случаите, когато генериращият блок принудително излиза от работа, съответният производител трябва незабавно да информира оператора на електроенергийната система за събитието;

2. засегнатата страна трябва възможно най-скоро да предостави на оператора на електроенергийната система информация за вероятната продължителност на принудителното спиране и друга информация, която е свързана със събитието.

Чл. 85. (1) За провеждане на планови ремонти операторът на електроенергийната система дава разрешения съгласно Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на операторите на електроенергийната система и разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите.

(2) В деня на започването на плановия ремонт операторът на електроенергийната система трябва да оцени конкретните условия на работа на електроенергийната система и може да отложи планирания ремонт в случаите, когато не са изпълнени изискванията за надеждност на снабдяването с електрическа енергия.

(3) Операторът на електроенергийната система съгласува със засегнатия производител нов срок за провеждане на плановия ремонт, като във всеки случай отлагането не може да надвишава 7 календарни дни, освен ако страните не се споразумеят за друго.

Раздел III

Разпределяне и съставяне на годишни графици за разполагаемост. Графици за производство на електроенергия

Чл. 86. С тези правила се определят процедурите, по които операторът на електроенергийната система съставя окончателните графици за разполагаемост и за производство на генериращите блокове така, че да осигури надеждността и качеството на снабдяването с електроенергия.

Чл. 87. За целите на годишното и месечното планиране до 15 ноември на текущата година:

1. производителите на електрическа енергия предоставят на оператора на електроенергийната система следната информация:

а) месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори съгласно чл. 100 от ЗЕ и предвидената за тези цели разполагаемост;

б) операторът на електроенергийната система уведомява обществения доставчик за оставащата разполагаемост от определената по чл. 82, т. 7;

в) общественият доставчик предварително договаря с производителите количествата разполагаемост и електроенергия за покриване на потреблението в страната по регулирани цени при минимални общи разходи за разполагаемост и електроенергия и уведомява оператора на електроенергийната система;

г) от оставащата разполагаемост, операторът на електроенергийната система договаря с производителите разполагаемост за осигуряване на планирания студен резерв при минимални разходи и информира обществения доставчик за резултантния излишък/недостиг;

д) при излишък по т. 1 "г" общественият доставчик сключва договори с производителите за разполагаемостта по т. 1 "в" и за излишъка по т. 1 "г";

е) при недостиг по т. 1 "г" общественият доставчик намалява предварително договорената разполагаемост по т. 1 "в" така, че да бъде осигурена разполагаемост, съответстваща на планирания студен резерв;

ж) общественият доставчик планира сключване на договори за внос на електроенергия, съответстващи на недостига по т. 1 "г";

2. до 30 ноември на текущата календарна година операторът на електроенергийната система уведомява засегнатите страни за окончателното месечно разпределение на разполагаемостта, включително за студен резерв в съответствие с чл. 82, и на месечните количества за производство на електроенергия.

Чл. 88. (1) За целите на седмичното планиране търговските участници представят информация за седмичните графици за доставка съгласно сделките при свободно договорени цени при спазване на условията и сроковете съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) До 09:00 ч. в петък на текущата седмица на оператора на електроенергийната система се предоставя информация за следващата седмица, както следва:

1. от производителите на електрическа енергия от кондензационни електрически централи - промени в параметрите и техническите характеристики на генериращите блокове и промяна на условията на доставка на допълнителните услуги, както и прогнозирано ограничение в производството;

2. от производителите на електроенергия по комбиниран начин – графици за производство на електрическа енергия, определена от производството на топлинна енергия;

3. от обществения доставчик:

а) графици за внос/износ на електрическа енергия;

б) графици за задължително изкупуване на електроенергия по схемата “вземаш или плащаш”.

(3) До 11:00 ч. в петък на текущата седмица операторът на електроенергийната система съгласува със засегнатите оператори в синхронната зона и с разчетния координационен център графиците за обмен през следващата седмица.

(4) До 16:00 в петък на текущата седмица операторът на електроенергийната система изготвя предварителен график за работа на генериращите блокове на производителите на основата на информацията по ал. 1, 2 и 3 и прогнозите на потреблението.

(5) До 17:00 ч. в петък операторът на електроенергийната система съобщава на производителите на електрическа енергия промените, ако се предвиждат такива, в състава на генераторните блокове за събота, неделя и понеделник.

(6) Седмичните графици за доставка за търговските участници по ал. 1 обхващат периода от 00:00 ч. в събота на текущата седмица до 24:00 ч. в петък на следващата седмица.

Чл. 89. (1) За целите на ежедневното планиране търговските участници представят, а операторът на електроенергийната система регистрира предложения за балансиране и заявки за балансиране при спазване на условията и сроковете съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) Ежедневно в 10:00 ч. и в 15:00 ч. операторът на електроенергийната система актуализира прогнозите на товара за текущия ден и следващите шест дни и съобщава на засегнатите страни промените в състава на генераторните блокове, ако се предвиждат такива.

(3) Процедурите по ал. 1 и 2 се извършват във всеки работен ден, а в петък - и за дните събота, неделя и понеделник.

Чл. 90. При възникване на обстоятелства, които нарушават безопасността или качеството и сигурността на работа, операторът на електроенергийната система има право:

1. да прекрати работата на пазара на електроенергия по реда на Правилата за търговия с електрическа енергия;

2. да анулира планираните графици на производителите;

3. да разпореди оперативно нови графици на работа на всички производители, без изключение, в рамките на техните технически възможности.

Чл. 91. Минималният обхват на техническите параметри на генериращите блокове за целите на планирането е както следва.

1. за термични блокове:

а) време за синхронизиране от различни температурни състояния на турбината;

б) време за достигане на техническия минимум;

- в) стойност на техническия минимум;
 - г) скорост на изменение на товара между техническия минимум и номиналната мощност;
 - д) време за спиране;
 - е) резерв за първично регулиране;
 - ж) резерв за вторично регулиране;
 - з) мощностна диаграма на синхронния генератор;
 - и) допустим брой пускания/спирания за определен период от време;
 - к) номинална мощност;
 - л) други параметри, съгласувани между заинтересованите страни;
2. за хидроагрегати:
- а) време за пускане;
 - б) разрешен диапазон на работа;
 - в) резерв за първично регулиране;
 - г) резерв за вторично регулиране;
 - д) възможност за “черен старт” и работа на изолиран район;
 - е) мощностна диаграма на синхронния генератор;
 - ж) скорост на изменение на товара;
 - з) ограничения при работа в каскада;
 - и) ограничения от първичния енергоносител;
 - к) номинална мощност;
 - л) други параметри, съгласувани между заинтересованите страни.

Раздел IV

Планиране на допълнителните услуги

Чл. 92. С този раздел се определят:

1. видовете допълнителни услуги;
2. критериите за качество на предоставяните услуги;
3. критериите, прилагани от оператора на електроенергийната система при тяхното планиране.

Чл. 93. (1) Допълнителни услуги се предоставят от ползвателите на преносната мрежа, по разпореждане на оператора на електроенергийната система при управлението на електроенергийната система в реално време, и се регламентират с договори.

(2) Операторът на електроенергийната система изпълнява своята основна функция за сигурно, качествено и ефективно управление на електроенергийната система чрез извършване на системни услуги, като ползва предоставените допълнителни услуги.

Чл. 94. Допълнителните услуги включват:

1. участие на генериращи блокове в първично регулиране на честотата;
2. участие на генериращи блокове във вторично регулиране на честотата и обменните мощности;
3. участие в третично регулиране на мощността;
4. участие в регулиране на напрежението в мястото на присъединяване към преносната електрическа мрежа или регулиране на потока на реактивна мощност от/към преносната електрическа мрежа;

Чл. 95. За изпълнението на задълженията си във връзка с регулирането на честотата и активните мощности и регулирането на напреженията операторът на електроенергийната система планира доставката на следните допълнителни услуги:

1. участие в първично регулиране на честотата;
2. участие във вторично регулиране на честотата и обменните мощности;
3. участие в третично регулиране на мощността;
4. участие на ползвателите в регулиране на напреженията в преносната мрежа.

Чл. 96. Условието, при които се предоставят допълнителни услуги на оператора на електроенергийната система, по договори с ползвателите на преносната мрежа, трябва да дават възможност за:

1. количествена и качествена оценка на услугата чрез измерване на определени параметри по съгласуван между страните начин;
2. инспектиране от оператора на електроенергийната система по всяко време;
3. доказване на способността да се предоставят услугите чрез периодични изпитания.

Чл. 97. (1) Първичното регулиране на честотата се осъществява чрез активиране на резерва за първично регулиране, предоставян от генериращите блокове на производителите на електрическа енергия при изменение на честотата в електроенергийната система.

(2) Резервът за първично регулиране P_p е положителната част на обхвата на първичното регулиране от работната точка преди смущението до максималната мощност за първично регулиране. Понятието резерв за първично регулиране е приложимо, както за генериращи блокове, така и за контролни блокове за регулиране (каквато е електроенергийната система на България). За отделните контролни блокове изискваният резерв за първично регулиране се разпределя от разчетния център на синхронната зона.

(3) Предоставянето на резерва за първично регулиране се дефинира със следните показатели:

1. статизъм на турбинните регулатори, който се изчислява по формулата:

$$\sigma = \frac{\Delta f \cdot P_n}{f_n \cdot \Delta P} 100, \%$$

където:

ΔP е промяната на мощността на блока, MW;

P_n - номиналната мощност на блока, MW;

Δf - отклонението на честотата, Hz;

f_n - номиналната честота на електроенергийната система, Hz.

Статизмът на турбинните регулатори трябва да бъде настройваема величина в диапазона от 2 % до 10 %. Точната му стойност се задава от оператора на електроенергийната система;

2. мъртва зона, в която турбинният регулатор не действа при промяна на честотата. Тя трябва да бъде настройваема величина в диапазона от $\pm 0,5$ Hz спрямо номиналната честота. Настройката на мъртвата зона трябва да бъде равна на нула, ако операторът на електроенергийната система не е задал друга стойност;

3. зона на нечувствителност, в която турбинният регулатор не действа при промяна на честотата поради своите конструктивни недостатъци. Тя се определя от конструкцията на турбинния регулатор и не трябва да надвишава диапазона от ± 10 mHz;

4. размер на резерва за първично регулиране, който трябва да бъде не по-малък от 5 % от номиналната мощност на блока. Точната му стойност се задава от оператора на електроенергийната система в зависимост от потребностите на

електроенергийната система и от техническите характеристики на енергийния блок;

5. време за пълното активиране на резерва за първично регулиране, което не трябва да бъде по-голямо от 30 s от момента на възникване на смущението по честота;

6. поддържане на резерва за първично регулиране - генериращият блок трябва да бъде в състояние да поддържа активирания резерв за първично регулиране през цялото време на отклонение на честотата на електроенергийната система от зададената.

(4) Операторът на електроенергийната система планира резерва за първично регулиране на базата на следните критерии:

1. при паралелна работа на електроенергийната система на България с други електроенергийни системи сумарната величина на резерва за първично регулиране в електроенергийната система на България трябва да бъде в съответствие с определената в действащите споразумения за паралелна работа за съответната година;

2. при самостоятелна работа на електроенергийната система на България резервът за първично регулиране трябва да бъде не по-малък от възможния дефицит на активна мощност, който може да възникне в електроенергийната система на България при аварийно изключване на генераторна мощност;

3. общият резерв за първично регулиране трябва да бъде разпределен доколкото е възможно равномерно между енергийните блокове, които могат да го предоставят, като се отчитат техните икономически показатели и техническите им характеристики.

Чл. 98. (1) Вторичното регулиране на честотата и обменните мощности се осъществява чрез автоматична промяна на активната мощност на генераторите, включени в регулирането в рамките на диапазона за вторично регулиране, предоставян от генериращите блокове на производителите на електрическа енергия в съответствие със заданието, изпратено от централния регулатор на честотата и обменните мощности.

(2) Положителната част на диапазона за вторично регулиране, от работната точка до максималната стойност на диапазона за вторично регулиране, представлява резерв за вторично регулиране нагоре. Частта от диапазона за вторично регулиране, която вече е използвана до работната точка, се нарича мощност за вторично регулиране. Отрицателната част на диапазона за вторично регулиране, от работната точка до минималната стойност на диапазона за вторично регулиране, представлява резерв за вторично регулиране надолу.

(3) Предоставянето на резерва за вторично регулиране се дефинира със следните показатели:

1. устойчива работа на блока при промяна на заданието по активна мощност;

2. скорост на изменение на активната мощност на блока:

а) за ВЕЦ – не по-малка от 1,5 % от номиналната мощност за секунда;

б) за ТЕЦ – не по-малка от 1,5 % от номиналната мощност за минута;

3. точност на изпълнение на заданието по активна мощност – по-висока от 2 % за хидроблокове, и 5 % за термични блокове спрямо номиналната мощност.

(4) Планирането на резерва за вторично регулиране се извършва на основата на следните критерии:

1. големина на резерва – в съответствие с израза

$$R = \sqrt{aL_{\max} + b^2} - b,$$

където:

L_{\max} е максималният товар на контролната зона за периода на планиране, MW;

$$a = 10 \text{ MW};$$

$$b = 150 \text{ MW};$$

2. общият резерв за вторично регулиране трябва да бъде разпределен доколкото е възможно равномерно между генериращите блокове, които могат да го предоставят, като се отчитат техните икономически показатели и техническите им характеристики.

Чл. 99. (1) Третичното регулиране на мощността се осъществява чрез активиране на резерва за третично регулиране, предоставян от генераторните блокове на производителите на електрическа енергия, от потребители, участващи в пазара на балансираща енергия, или от външни партньори от синхронната зона.

(2) Резервът за третично регулиране представлява мощността, която може да бъде въведена автоматично или ръчно в рамките на третичното регулиране за предоставяне на достатъчен резерв за вторично регулиране. Той трябва да бъде активиран така, че навреме да даде своя принос за възстановяване на резерва за вторичното регулиране.

(3) Операторът на електроенергийната система планира резерва за третично регулиране на базата на следните критерии:

1. време за активиране на пълната стойност – не по-голямо от 15 минути;
2. време на поддържане на отдадения резерв – колкото е необходимо за възстановяване на резерва за вторично регулиране.

Чл. 100. (1) Регулиране на напрежението в преносната електрическа мрежа се осъществява от оператора на електроенергийната система чрез:

1. генериращите блокове на производителите на електрическа енергия;
2. регулиращите средства на преносната мрежа;
3. регулиращите устройства на потребители, присъединени към преносната мрежа.

(2) Операторът на електроенергийната система планира регулирането на напреженията на базата на следните критерии:

1. допустими граници на напрежението във възлите на преносната мрежа;
2. запас по устойчивост;
3. минимални загуби на активна електрическа енергия в преносната мрежа.

(3) Предоставянето на услугата “участие в регулиране на напрежението” от ползвателите на преносната мрежа се дефинира със следните показатели:

1. диапазон за работа по реактивна мощност - определен от мощностната диаграма на синхронния генератор/компенсиращото средство;
2. точност на поддържане на зададеното напрежение, както следва:
 - а) $\pm 7,5 \text{ kV}$ за електрическа мрежа 750 kV;
 - б) $\pm 4 \text{ kV}$ за електрическа мрежа 400 kV;
 - в) $\pm 3 \text{ kV}$ за електрическа мрежа 220 kV;
 - г) $\pm 2 \text{ kV}$ за електрическа мрежа 110 kV.

(4) Качеството на регулиране на напрежението в мястото на присъединяване се оценява по отклонението на работните напрежения от зададените стойности и използването на диапазона по реактивна мощност.

(5) Ползвателите на преносната мрежа задължително участват в регулирането на напрежението на преносната мрежа.

Раздел V

Планиране на третичния (минутен) резерв

Чл. 101. Целта на третичното управление е:

1. поддържане и възстановяване на необходимия резерв за вторично регулиране, когато е частично или напълно използван;

2. разпределяне на работната мощност и резерва за вторично регулиране между отделните генератори по икономически критерии чрез автоматично или ръчно изменение на работната точка на генериращите блокове.

Чл. 102. Планирането на необходимия резерв за третично регулиране и неговото управление се осъществява от оператора на електроенергийната система.

Чл. 103. (1) Резервът за третично регулиране включва следните средства:

1. частта от въртящия резерв на синхронните генератори, работещи в паралел към електроенергийната система, която не е включена в резерва за първично и вторично регулиране;

2. синхронни генератори, които могат да бъдат включени в паралел и натоварени;

3. диапазон на промяна на потреблението на електрическия товар, която може да бъде осъществена след диспечерско разпореждане;

4. резервна мощност в състава на други електроенергийни системи, която може да бъде предоставена при поискване от оператора на електроенергийната система.

(2) Използването на резерва по ал. 1, т. 1, 2 и 3 се осъществява чрез промяна на плана и графиците за производство и потребление вътре в зоната за регулиране, а на резерва по ал. 1, т. 4 - чрез промяна на графика за обмен с други електроенергийни системи.

(3) Средствата за третично регулиране, посочени в ал. 1, трябва да бъдат активирани за период от време, не по-голям от 15 минути, считано от момента на диспечерското разпореждане.

(4) Резервът за третично регулиране не трябва да включва:

1. генериращи източници, изключени за ремонт и в принудителен престой;

2. диапазоните на генериращи източници, за които има ограничения в мощността, произтичащи от условията на околната среда като температура на охлаждаща вода през лятото, емисии и др.;

3. диапазоните на ВЕЦ и ПАВЕЦ, за които има ограничения на мощността, свързани с хидроложки условия или ограничение на обема на изходящата вода;

4. генериращи източници и обекти на потребители за диапазоните, за които има ограничения, свързани с режимите на работа на електропреносната и/или електроразпределителните мрежи.

Чл. 104. Резервът за третично регулиране се предоставя чрез:

1. договори за използване на разполагаемостта на кондензационните електрически централи, закупена от обществения доставчик за резерва по чл. 103, ал. 1, т. 1;

2. договори за използване на ВЕЦ и ПАВЕЦ на обществения доставчик по чл. 103, ал. 1, т. 1 и 2 като резерв за третично регулиране, когато централите не са предоставили предложения и заявки на балансиращия пазар;

3. представяне на предложения и заявки на пазара на балансираща енергия от страна на търговските участници в съответствие с процедурите, описани в Правилата за търговия с електрическа енергия, за резерва по чл. 103, ал. 1, т. 1, 2 и 3;

4. договори с оператори на други електроенергийни системи за предоставяне на резерва по чл. 103, ал. 1, т. 4.

Чл. 105. (1) Активирането на резерва за третично регулиране на средствата по чл. 103, ал. 1, т. 1 и 2 може да става от диспечерския център на оператора на електроенергийната система без намеса на оперативния персонал в електрическата централа, когато генераторите са оборудвани със средства за дистанционно управление.

(2) Активирането на резерва за третично управление на средствата по чл. 103, ал. 1, т. 1 и 2, когато не са оборудвани със средства за дистанционно управление, и на средствата по чл. 103, ал. 1, т. 3 се извършва чрез намесата на оперативния персонал в съответните енергийни обекти на основата на диспечерски разпореждания.

(3) Активирането на резерва за третично регулиране на средствата по чл. 103, ал. 1, т. 4 се извършва след съгласуване със съответните оператори на електроенергийни системи от синхронната зона чрез промяна на графика за обмен.

(4) Средствата по чл. 103, ал. 1, т. 2 след активиране може да бъдат въведени във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности с цел възстановяване на резерва за вторично регулиране.

Чл. 106. (1) Планирането на резерва за третично регулиране се извършва в координация с планирането на резерва за надеждност на снабдяването на потребителите с електрическа енергия.

(2) Определянето на необходимото ежедневно количество на резерва за третично регулиране се извършва по следната емпирична формула:

$$P_t = 1,1 (P_{1000} - P_{\text{CAOH}}), \text{ MW},$$

където:

P_{1000} е мощността на най-големия блок за деня;

P_{CAOH} - планираното намаление на мощността на товара на електроенергийната система, вследствие на действието на системата за автоматично ограничаване на натоварването (CAOH) при отпадане на блок с номинална мощност 1000 MW в АЕЦ; P_{CAOH} е равно на нула, когато P_{1000} е по-малко от 500 MW.

(3) Коефициентът на запаса за третичното регулиране се приема същият, както при определяне на мощностното число за вторичното регулиране K_{ri} .

Чл. 107. (1) Всички източници, използвани за третично регулиране се подреждат в приоритетни списъци в срокове и по начин, указани в глава пета, раздел III от Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) Приоритетните списъци по ал. 1 са за:

1. компенсирание на недостига на генераторна мощност в електроенергийната система;

2. компенсиране на излишъка на генераторна мощност в електроенергийната система.

Списъците съдържат информация за източниците на балансираща енергия за всеки отделен период на сетълмент.

(3) Техническите параметри, характеризиращи динамиката на процеса на промяна на активната мощност на всеки източник на балансираща енергия в съответствие с глава пета, раздел IV от Правилата за търговия с електрическа енергия, са неделима част от приоритетните списъци по ал. 1.

Раздел VI

Планиране режима на работа на преносната електрическа мрежа

Чл. 108. Целта на планирането на режима на работа на преносната мрежа е създаването на необходимите условия за нормална и икономична работа на електроенергийната система и за провеждане на необходимите планови и принудителни ремонти на съоръженията, без да се нарушават критериите за сигурност, посочени в чл. 12. Планирането се осъществява чрез:

1. разработване на годишни програми за ремонт на съоръженията от преносната електрическа мрежа;
2. оперативно планиране.

Чл. 109. Операторът на електроенергийната система, съгласувано с преносното предприятие, разработва програма за ремонта на съоръженията в преносната електрическа мрежа за текущата календарна година.

Чл. 110. Годишната програма за ремонта на съоръженията от преносната мрежа посочва началната дата, продължителността на ремонта, през който съоръжението няма да бъде разполагаемо, и задължителните условия, които трябва да бъдат изпълнени при извеждане на съоръжението от работа, ако има такива.

Чл. 111. При разработването на програмата за ремонт се спазват следните приоритети:

1. изпълняване на критериите за сигурност, посочени в чл. 12;
2. съгласувани дългосрочни договори и програми за доставка на електрическа енергия;
3. ремонтна програма на генериращите мощности на производителите на електрическа енергия;
4. съгласувани договори и програми на външни партньори за ремонт или за изграждане на нови съоръжения.

Чл. 112. Годишната програма за ремонт на съоръженията се разработва по следната процедура:

1. ползвателите на преносната електрическа мрежа изпращат на преносното предприятие до края на м. октомври на календарната година, предшестваща плановата година, заявките си за ремонт на съоръжения в своите електрически мрежи, както и други специфични изисквания, които трябва да бъдат взети под внимание при разработването на годишната програма за ремонт на съоръженията от преносната мрежа;

2. до края на м. ноември на същата календарна година преносното предприятие подготвя предложение за годишна ремонтна програма, където се посочва:

а) диспечерското наименование на съоръжението, което ще се извежда от работа за ремонт;

- б) начална дата и необходима продължителност на ремонта;
- в) кратко описание на ремонтните работи;
- г) други условия или изисквания, ако има такива.

3. до края на месец декември на календарната година, предшестваща плановата година, операторът на електроенергийната система, съгласувано с преносното предприятие, разработва годишната програма за ремонта на съоръженията, следвайки приоритетите, посочени в чл. 111. Съгласуваната годишна програма за ремонт на съоръженията на преносната мрежа се предоставя на всички ползватели на преносната мрежа;

4. ремонтната програма за елементите на преносната мрежа с междусистемно значение се съставя в съответствие със споразуменията по чл. 1, ал. 2.

Чл. 113. Годишната програма за ремонт на преносната мрежа може да бъде променена в хода на нейното изпълнение при:

- 1. възникване на експлоатационни условия, които не позволяват да бъдат осигурени изискванията за сигурност, посочени в чл. 12;
- 2. взаимна договореност между оператора на електроенергийната система, преносното предприятие и ползвателите на преносната мрежа;
- 3. форсмажорни обстоятелства.

Чл. 114. (1) Операторът на електроенергийната система, на базата на изчисления и анализи, определя максималната пропускателна способност на преносната електрическа мрежа в MW по тримесечни периоди и по основни направления.

(2) Тримесечните периоди са дефинирани, както следва:

- 1. от м. декември до м. февруари включително;
- 2. от м. март до м. май включително;
- 3. от м. юни до м. август включително;
- 4. от м. септември до м. ноември включително.

(3) Определените стойности за пропускателната способност се публикуват, за да бъдат известни на всички участници в пазара на електроенергия и на всички ползватели на преносната мрежа.

Чл. 115. (1) За целите на управлението на електроенергийната система в реално време операторът на електроенергийната система извършва оперативно планиране на режима на работа на преносната мрежа.

(2) Оперативното планиране обхваща период от една седмица.

(3) Целта на оперативното планиране е да се създадат необходимите условия за сигурна и икономична работа на електроенергийната система.

Чл. 116. При оперативното планиране се определят съставът на съоръженията и конфигурацията на преносната мрежа, като се следват следните приоритети:

1. съблюдаване на критериите за сигурност по чл. 12 и икономична работа при прогнозираните условия на работа през плановия период (прогнозни електрически товари, планиран състав на генериращите мощности, разполагаеми съоръжения на преносната мрежа);

2. съгласувани дългосрочни планови обмени на електроенергия между ползвателите на преносната мрежа;

3. годишна програма за ремонт на съоръженията на преносната мрежа;

4. краткосрочни обмени на електроенергия между ползвателите на преносната мрежа.

Чл. 117. За целите на оперативното планиране операторът на електроенергийната система трябва да получава следната информация:

1. графици по двустранни договори между ползватели на преносната мрежа, участващи в освободената част на пазара по реда на Правилата за търговия с електрическа енергия – от търговските участници;
2. графици за обмени между електроенергийната система на България и други електроенергийни системи в съответствие със сключени договори – от обществения доставчик;
3. график на съгласуваните обмени на електроенергия между електроенергийната система в синхронната зона – от съответните оператори на електроенергийни системи, в съответствие със споразуменията за паралелна работа с други електроенергийни системи;
4. заявки за провеждане на ремонтни работи по съоръженията от преносната мрежа в съответствие с годишната програма или за непланови ремонти - от преносното предприятие и ползвателите на преносната мрежа;
5. необходимите данни за съставяне на актуален математически модел на електроенергийната система на партньорите от синхронната зона, с които електроенергийната система на България работи паралелно, за изчисляване на очакваното натоварване на елементите на преносната мрежа и оценка на допустимостта и сигурността на работа на електроенергийната система на България – от операторите на електроенергийни системи от синхронната зона, в съответствие с изискванията и препоръките на УСТЕ.

Чл. 118. (1) Операторът на електроенергийната система извършва ежедневно един ден предварително оценка на допустимостта и сигурността на режима на работа на електроенергийната система на България.

(2) В случаите, когато критериите за сигурна работа на електроенергийната система, посочени в чл. 12, не са изпълнени, операторът на електроенергийната система има право да не съгласува тези доставки на електроенергия между ползватели на преносната мрежа, които застрашават нейната сигурна работа и създават предпоставки за възникване на системна авария или повреда на съоръжения.

Раздел VII Защитен план

Чл. 119. Основната цел на защитния план е да се осигури защитен механизъм за предотвратяване разпадането на електроенергийната система.

Чл. 120. Защитният план определя процедурите за защита от общосистемни аварии, тяхното предотвратяване и ограничаване на развитието им в съответствие с Правилата на УСТЕ.

Чл. 121. (1) Във всяка електроенергийна система се разработва и прилага такава организация на защита, която да предотвратява възникването и развитието на общосистемни аварии в резултат на аварийно изключване на един или няколко елемента (генераторни блокове, електропроводи и др.).

(2) Смушения в една електроенергийна система не трябва да се разпространяват и да имат отрицателен ефект върху съседни, паралелно работещи електроенергийни системи.

(3) Операторът на електроенергийната система е отговорен за сигурната и устойчива паралелна работа на електроенергийната система и е длъжен да разработи и съгласува с останалите ползватели на преносната мрежа защитен

план, както и да координира неговото реализиране и прилагане в процеса на работа.

(4) Мерките, предвидени в защитния план, се изпълняват от всички ползватели на преносната мрежа и са задължителни за тях.

(5) Защитният план трябва да обхваща:

1. принципи и организация на защитната система;
2. изисквания към прилаганите технически средства за защита;
3. разпределение на задълженията и отговорностите между оператора на електроенергийната система, преносното предприятие и ползвателите на преносната мрежа при прилагането на защитния план.

Чл. 122. (1) Всички съоръжения от електроенергийната система трябва да бъдат оборудвани с релейни защиты, които да осигуряват изключването на повреденото съоръжение в резултат на късо съединение.

(2) Релейните защиты трябва да имат такава организация и настройки, че да отговарят на следните изисквания:

1. чувствителност - да заработват при всички видове къси съединения в защитаваната зона;
2. бързо действие - да изключват повредения елемент максимално бързо, с цел да се минимизират материалните щети от повредата и да не се допусне нарушаване на устойчивата синхронна паралелна работа на електроенергийната система или на отделна електрическа централа;
3. селективност - релейните защиты трябва да изключват само засегнатото от к.с. съоръжение, за да се минимизират последиците от прекъсване на електрозахранването и да не се нарушава устойчивата паралелна работа на електроенергийната система.

(3) За да се осигури възможно най-бързо включване на електропроводите след изключване на късото съединение, те трябва да бъдат оборудвани с АПВ.

Чл. 123. Изискванията към релейните защиты са посочени в глава трета на настоящите правила.

Чл. 124. (1) Всички съоръжения от електроенергийната система, за които съществува риск да бъдат повредени в резултат на претоварване от протичането на електрически ток над максимално допустимата за това съоръжение стойност, се оборудват със защита срещу претоварване.

(2) Допуска се електрически съоръжения, за които претоварването може да бъде отстранено по оперативен път в рамките на допустимото време, да не се оборудват с такава защита.

(3) Под претоварване се разбира и пренасянето на активна мощност по междусистемни и вътрешносистемни електропроводи над максимално допустимите стойности (критични електропроводи или сечения), определени от условието за запазване на статичната и динамичната устойчивост на електроенергийната система, на част от нея или на отделна електрическа централа.

(4) Операторът на електроенергийната система е длъжен, на базата на свои изследвания, да определи критичните електропроводи или критични сечения и да приложи или изисква отделни потребители, присъединени към преносната мрежа да осигурят съответно противоаварийно управление за отстраняване на претоварването.

(5) За прекратяване преминаването на потоци на активна мощност над допустимите стойности трябва да се прилагат противоаварийни автоматики по активна мощност, действащи на разделянето на електрическата мрежа.

Чл. 125. (1) За прекратяване на асинхронния режим на работа, всички междусистемни електропроводи, по които се осъществява паралелна работа с други електроенергийни системи, вътрешни електропроводи (по преценка на оператора на електроенергийната система) и всички генераторни блокове с мощност над 150 MW трябва да бъдат оборудвани с автоматика за прекратяване на асинхронен ход (АПАХ).

(2) При възникване на асинхронен режим на работа тези автоматики трябва да разделят несинхронно работещите части на електроенергийната система с цел да се предотврати по-нататъшно разпространение на смущението.

Чл. 126. (1) При отклонение на честотата извън диапазона от 49,5 Hz до 50,3 Hz трябва да се изпълнява противоаварийно управление за възстановяване на честотата в допустимия диапазон.

(2) Електрическите централи трябва да могат да работят при честота в диапазона от 46,5 Hz до 52,0 Hz, докато в резултат на противоаварийното управление честотата бъде възстановена в границите по ал. 1.

(3) При понижение на честотата се изпълнява следното противоаварийно управление:

49,5 - 49,0 Hz	<p>Автоматично изключване на помпи в ПАВЕЦ Автоматично или оперативно мобилизиране на разполагаемия въртящ резерв в ТЕЦ и ВЕЦ Автоматично пускане и включване в паралелна работа на хидроагрегати във ВЕЦ</p>
49,0 - 48,0 Hz	<p><i>Автоматично честотно разтоварване (АЧР)</i> АЧР означава изключване на електрически товари от електрическата мрежа с цел да се преустанови по-нататъшното понижение на честотата и да се възстанови балансът между произвежданата и потребяваната електрическа енергия, при една приемлива стойност на ниво над 49,0 Hz до предприемането на допълнителни мерки за възстановяване на честотата в допустимия диапазон. АЧР се осъществява чрез релета за понижена честота, монтирани в трансформаторните подстанции 110/СрН, които действуват на изключване на изводи СрН. АЧР е организирано като: а) АЧР-I - има за задача да преустанови по-нататъшното понижение на честотата и да възстанови баланса производство - потребление при стойност на честотата над 48,0 Hz. Забавянето по време трябва да бъде минимално възможно, но не повече от 0,5 сек. Електрическите товари, изключвани от АЧР-I, трябва да бъдат разпределени на няколко стъпала, за да се постигне плавно възстановяване на баланса и степенуване на изключваните потребители по важност (според заявената категория); б) АЧР-II - има за задача да възстанови честотата на ниво 49,0 Hz след действието на АЧР-I. Забавянето по време трябва да бъде достатъчно, за да се даде възможност за активиране на резерва за първично регулиране на честотата; в) ускорено АЧР – действа по критерия "скорост на изменение на честотата" (df/dt) и има за задача да ускори възстановяването на баланса производство - потребление при</p>

	<p>значителни дефицити на активна мощност чрез изключване на допълнителни електрически товари още в първия момент на понижението на честотата под 49,0 Hz.</p> <p>Общият обем на електрическите товари, включени към АЧР, не трябва да бъде по-малък от 60 % от общия товар на ЕЕС във всеки един момент от времето.</p>
--	--

(4) При повишение на честотата се изпълнява следното противоаварийно управление:

50,3 - 50,5 Hz	Автоматично разтоварване и изключване на хидрогенератори във ВЕЦ
Над 50,5 Hz	Автоматично разтоварване на термични блокове

Чл. 127. (1) За да се предпази електрическото оборудване в преносната мрежа от недопустимо високи напрежения, всички електропроводи с работно напрежение 400 kV и по-високо трябва да се оборудват със защита от повишено напрежение (ЗПН).

(2) Защитата от повишено напрежение трябва да определи електропровода, който е причина за повишаване на напрежението над допустимите граници, и да формира съответните управляващи въздействия като изключване на кондензаторни батерии, включване на шунтиращи реактори и изключване на електропроводи на празен ход.

Чл. 128. (1) Операторът на електроенергийната система, на базата на свои изследвания, определя точките или областите от електрическата мрежа, където съществува риск от аварийно понижаване на напрежението и предлага подходящо противоаварийно управление, което се съгласува със засегнатите страни: производители, разпределителни предприятия и потребители, присъединени към преносната мрежа.

(2) Противоаварийното управляващо въздействие може да бъде изключване на шунтови реактори, включване на кондензаторни батерии, изключване на потребители.

Чл. 129. (1) За случаите на аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ “Козлодуй” операторът на електроенергийната система прилага специална централизирана противоаварийна автоматика.

(2) Автоматиката по ал. 1 трябва:

1. в режим на паралелна работа с други електроенергийни системи – да предотврати претоварването и изключването от претоварване на междусистемните електропроводи, с което да се осигури възможност за получаване на аварийна помощ от съседните електроенергийни системи;

2. в режим на самостоятелна работа на електроенергийната система на България – да осъществи баланса по активна мощност при приемлива стойност на честотата в електроенергийната система.

(3) Автоматиката по ал. 1, монтирана в АЕЦ “Козлодуй”, предава управляващи команди по високочестотни канали до съответните обекти от електроенергийната система и действа на изключване на:

1. помпи в ПАВЕЦ “Чаира”;
2. потребители, чийто технологичен процес не се смущава от краткотрайно прекъсване на електрозахранването;
3. други потребители по взаимна договореност с преносното предприятие.

(4) Операторът на електроенергийната система определя обема на електрическия товар, обхванат от автоматиката, в диапазона 300 – 600 MW в зависимост от условията на работа на електроенергийната система.

Чл. 130. Диспечерските центрове и енергийни обекти трябва да се осигуряват с резервно захранване така, че да се запази тяхната работоспособност до възстановяване на нормалното захранване след тежки аварийни събития, съпроводени със загуба на захранващо напрежение на системите за управление и телекомуникационните устройства.

Раздел VIII

План за възстановяване

Чл. 131. (1) Планът за възстановяване се отнася за случаите на:

1. разделянето на електроенергийната система на България на несинхронно работещи части и изключване на генериращи мощности и потребители;

2. пълно разпадане на електроенергийната система на България.

(2) Планът за възстановяване определя:

1. общите принципи при действията на оператора на електроенергийната система, на операторите на разпределителните мрежи и на оперативния дежурен персонал на електроенергийните обекти при възстановяването на електроенергийната система и разпределението на функциите и отговорностите между тях;

2. набора от основни сценарии на възстановяване на основата на допускането за пълно отсъствие на напрежение в обектите на електроенергийната система, които могат да се комбинират и прилагат към конкретните аварийни ситуации, включително разделяне на електроенергийната система на несинхронно работещи части и частично разпадане;

3. последователността на приоритетите при възстановяване на електроенергийната система:

а) захранване на собствените нужди на АЕЦ;

б) снабдяване на потребители, чието прекъсване води до опасност за живота и здравето на хора и екологични замърсявания (потребители нулева категория);

в) захранване на собствените нужди на ТЕЦ;

г) снабдяване на потребители, чието прекъсване води до нарушаване на функциите на важни обекти от инфраструктурата на населени места, разстройване на сложни технологични процеси (потребители първа категория);

4. основните източници на захранване при възстановяване на електроенергийната система:

а) съседни електроенергийни системи;

б) ВЕЦ с възможности за “черен старт”;

5. аварийните коридори (коридори) за подаване захранване на собствените нужди на електрическите централи.

Чл. 132. Информационното осигуряване в реално време в процеса на възстановяване се осъществява главно чрез системата за управление и събиране на данни (SCADA) за обектите на преносната мрежа и обхваща:

1. потоци на активната и реактивната мощност в преносната мрежа;

2. напрежения и честота на шинни системи и електропроводи;

3. положение на стъпалните превключватели на системните автотрансформатори;

4. активни и реактивни мощности на генериращи блокове;
5. мощности на компенсиращи устройства – шунтови реактори и кондензаторни батерии;
6. състояние на комутационните апарати;
7. автоматично действие на релейни защиты на основни елементи на преносната мрежа, на автоматично честотно отделяне, на автоматично разтоварване;
8. неизправности на основните комуникационни средства;
9. основни параметри на режима на работа на гранични подстанции на съседни електроенергийни системи.

Чл. 133. Комуникационните средства между отделните диспечерски центрове и между диспечерските центрове и основните обекти на преносната мрежа трябва да бъдат резервирани.

Чл. 134. SCADA трябва да бъде резервирана с напълно независима система по отношение на междусистемните електропроводи и гранични подстанции.

Чл. 135. Централното диспечерско управление и териториалните диспечерски управления трябва да бъдат снабдени с автономни източници на захранване, които осигуряват възможност за изпълнение на основни функции за продължителен период от време, не по-малък от 24 часа.

Чл. 136. Подстанциите със системно значение трябва да бъдат снабдени с автономни източници на захранване, които осигуряват възможност за изпълнение на оперативни превключвания и работата на защитните, телемеханичните и комуникационните устройства за продължителен период от време, не по-малък от 12 часа.

Чл. 137. Планът се основава на следните принципи:

1. възстановяване чрез помощ от съседни електроенергийни системи;
2. възстановяване чрез използване на собствени източници (ВЕЦ) с възможност за:
 - а) “черен старт”;
 - б) работа в режим на изолиран остров;
 - в) синхронизиране на изолирания остров към електроенергийната система;
3. определяне на аварийни коридори по следните критерии:
 - а) до всеки обект да има най-малко два коридора от два независими източника;
 - б) през цялото време на изграждането и разширението на коридора да се осигури заземяване на неутралата на образуваната мрежа;
 - в) преносната способност на коридора трябва да осигурява минималната мощност, необходима за възстановяване на обекта;
 - г) да не се получава самовъзбуждане на синхронните генератори при включване на ненатоварен електропровод;
 - д) да не се получават опасни повишения на напреженията във възлите по време на изграждане на коридора;
 - е) релейните защиты да имат необходимата чувствителност;
 - ж) през цялото време на изграждане на коридора да бъде осигурен достатъчен запас на генерираща мощност за осигуряване на честота в диапазона по чл. 126, ал. 2 при включването на поредния товар.
- з) да бъдат осигурени необходимите баластни товари в процеса на изграждане и разширяване на коридорите;

4. подготовка на схемите в обектите без напрежение – изключват се всички прекъсвачи с изключение на:
 - а) прекъсвачите на присъединенията, по които се планира обектът да получи напрежение от стартовите източници;
 - б) прекъсвачите високо напрежение на трансформаторите, чрез които се захранват собствените нужди;
 - в) прекъсвачите средно напрежение на трансформаторите, чрез които се захранват собствените нужди;
5. едновременност при изграждането на аварийните коридори;
6. децентрализиране на управлението при изграждането на аварийни коридори при спазване на следните изисквания:
 - а) действията на съответното ниво на управление да съвпадат с тези при липса на комуникации;
 - б) да се прилага за относително малко на брой варианти, които се различават предимно по обема на дейностите;
 - в) всеки вариант да има завършен вид;
7. изграждане на райони около термичните централи да се извършва в следната последователност:
 - а) захранване на собствените нужди на термичните централи;
 - б) разширяване на коридора чрез свързването на допълнителни ВЕЦ и товари;
 - в) пуск и натоварване на турбогрупи за сметка на присъединяване на нови товари или/и разтоварване на ВЕЦ за осигуряване на надежден режим на работа на термичните блокове;
 - г) поддържане на честотата от ВЕЦ с достатъчен диапазон по мощност и подходяща статична характеристика;
8. свързване на самостоятелно работещите райони:
 - а) райони, които се намират на територията на дадено ТДУ, да се синхронизират под оперативното управление на дежурния диспечер в съответното ТДУ;
 - б) райони, които се намират на територията на съседни ТДУ, да се синхронизират под оперативното управление на дежурните диспечери в съответните ТДУ и под координация на дежурния диспечер в ЦДУ;
 - в) самостоятелно работещи райони от електроенергийната система на България да се синхронизират със съседни електроенергийни системи под оперативното управление на дежурния диспечер в ЦДУ;
9. възстановяване на паралелната работа на електроенергийната система:
 - а) възстановяване на свързана схема на преносната мрежа;
 - б) възстановяване на паралелната работа на електроенергийната система на България със съседните електроенергийни системи;
 - в) възстановяване захранването на всички потребители с помощ от съседни електроенергийни системи, доколкото е възможно;
 - г) възстановяване на планирания режим на работа.

Чл. 138. Разработването на плана е задължение на оператора на електроенергийната система.

Чл. 139. (1) Съгласуване на плана за възстановяване:

1. извършва се между преносното предприятие и ползвателите на преносната мрежа при спазване на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 5 ;
2. извършва се между преносното предприятие и операторите/преносните предприятия на съседните електроенергийни системи.

(2) при непостигане на съгласие по ал. 1, т. 1 преносното предприятие определя действията по отношение на плана за възстановяване, които са задължителни за съответния ползвател на преносната мрежа, изразил несъгласие. При вземането на такова решение преносното предприятие отчита реалните технически възможности на съответния ползвател.

Чл. 140. Разпространение на план за възстановяване:

1. преносното предприятие изпраща до всеки ползвател на преносната мрежа частите на официалния документ, които го засягат;

2. всеки ползвател на преносната мрежа съставя подробен местен план за действие на оперативния персонал във всеки свой обект, присъединен към преносната мрежа, на основата на съгласувания план за възстановяване на електроенергийната система.

Чл. 141. Внасяне на промени в плана за възстановяване:

1. всяка страна по плана за възстановяване има право на инициатива за предложения за промени;

2. операторът на електроенергийната система предлага внасянето на промени при:

а) въвеждане в експлоатация на нови генериращи мощности;

б) присъединяване на нови потребители към преносната мрежа;

в) промяна на конфигурацията на преносната мрежа, която засяга плана за възстановяване;

3. всяко мотивирано предложение за промяна се обсъжда от преносното предприятие и засегнатите ползватели на преносната мрежа при спазване на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 5;

4. при непостигане на съгласие преносното предприятие определя действията по отношение на плана за възстановяване, които са задължителни за съответните ползватели на преносната мрежа. При вземането на такова решение преносното предприятие отчита реалните технически възможности на съответния ползвател;

5. преносното предприятие разпространява коригирания документ до всички ползватели на преносната мрежа;

6. всеки ползвател на преносната мрежа внася изменения, където е необходимо, в местните планове на своите обекти, на основата на коригирания план за възстановяване на електроенергийната система;

7. операторът на електроенергийната система преразглежда плана за възстановяване ежегодно.

Чл. 142. Обучение на оперативния персонал за изпълнение на плана за възстановяване:

1. операторът на електроенергийната система е задължен да обучава оперативния си персонал чрез диспечерски тренажор на работата на електроенергийната система;

2. операторът на електроенергийната система трябва да провери на практика всеки един от аварийните коридори до основните електрически централи;

3. операторът на електроенергийната система трябва да провежда ежегодно практически проверки на части от аварийни коридори за обучение на оперативния персонал на обектите, присъединени към преносната мрежа;

4. операторите на разпределителните мрежи провеждат ежегодно практически проверки на части от аварийни коридори за обучение на

собствения си оперативен персонал и на оперативния персонал на обектите, присъединени към разпределителните мрежи;

5. операторът на електроенергийната система, операторите на разпределителните мрежи и ползвателите на преносната мрежа носят отговорност за обучението на собствения си оперативен персонал по плана за възстановяване на електроенергийната система.

Чл. 143. Външен информационен обмен при системни аварии:

1. операторът на електроенергийната система, операторите на разпределителните мрежи и ползвателите обменят помежду си телефонните номера и имената на длъжностните лица, отговорни за организирането и работата на информационни пунктове, които действат при системни аварии;

2. операторът на електроенергийната система информира операторите на разпределителните мрежи и оперативния персонал на останалите ползватели на преносната мрежа в случаите на системна авария;

3. операторът на електроенергийната система организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) ръководството на преносното предприятие;
- б) ръководството на МЕЕР и ДКЕР;
- в) ползвателите на преносната мрежа;
- г) медиите;

4. всяко разпределително предприятие организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) ръководството на МЕЕР и ДКЕР;
- б) ползвателите на разпределителната мрежа;
- в) медиите;

5. всеки ползвател на преносната мрежа може да организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) административно-техническото ръководство;
- б) медиите;

6. всеки ползвател на разпределителна мрежа може да организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) административно-техническото ръководство;
- б) медиите;

7. информационните пунктове за външен информационен обмен трябва да бъдат организирани отделно от оперативните звена, които непосредствено ръководят възстановяването на електроенергийната система;

8. информационните пунктове за външен информационен обмен не носят отговорност за работата на електроенергийната система и дейностите по нейното възстановяване;

9. операторът на електроенергийната система и операторите на разпределителните мрежи самостоятелно решават докога да функционират техните информационни пунктове и информират съответните ползватели за своето решение;

10. операторът на електроенергийната система може да вземе решение по т. 9 при възстановяване на свързана схема на преносната мрежа и захранване на не по-малко от 70 % от потребителите;

11. операторите на разпределителните мрежи могат да вземат решение по т. 9 при възстановяване на свързана схема на съответната разпределителна мрежа и захранване на не по-малко от 70 % от потребителите.

Глава шеста
УПРАВЛЕНИЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА
СИСТЕМА В РЕАЛНО ВРЕМЕ

Раздел I
Управление на генериращите мощности

Чл. 144. Основните задачи на оператора на електроенергийната система и на производителите, отнасящи се до управлението на генериращите мощности в реално време са:

1. поддържане на баланса между потреблението и производството на активна електрическа мощност при планираните стойности на честотата и планираните графици за междусистемните обмени по активна мощност;
2. поддържане на баланса между потреблението и производството на реактивна електрическа мощност при планираните стойности на напреженията във възлите на преносната мрежа;
3. осигуряване на необходимите резерви от генериращи мощности, които гарантират надеждността и качеството на паралелната работа и снабдяването на потребителите с електрическа енергия;
4. управление на тесните места в преносната мрежа;
5. контрол на зададените графици за производство на електрическа мощност и електроенергия.

Чл. 145. Операторът на електроенергийната система управлява генериращите мощности на производителите на електроенергия, които:

1. участват в регулираната част на пазара на електрическа енергия;
2. участват в пазара на балансираща енергия;
3. сключват договори при свободни цени по реда на чл. 100 от ЗЕ;
4. осигуряват допълнителни услуги в съответствие с договорите, сключени с преносното предприятие.

Чл. 146. Процедури за управление:

1. операторът на електроенергийната система трябва да изпълнява задълженията си по чл. 145 чрез издаване на диспечерски разпореждания, които включват и управляващи сигнали от неговите автоматични системи за управление, за:

- а) поддържане баланса на активна мощност в приетите граници на системната грешка на контролния блок в съответствие с изискванията на USTE;
- б) задаване на работна точка по активна мощност на генериращите блокове на производители, включително на тези, които осигуряват услугата “участие във вторичното регулиране” в съответствие с договорите, сключени с преносното предприятие;
- в) въвеждане/извеждане във/от работа на генериращи мощности в съответствие с планираните графици за производство на електрическа енергия;
- г) активиране на заявките за балансиране и предложенията за балансиране, регистрирани на пазара на балансираща енергия, с цел поддържане на планирания резерв за вторично регулиране;

д) поддържане на планирания резерв за първично регулиране в съответствие с договорите за допълнителни услуги, сключени с преносното предприятие;

е) промяна на графика по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към преносната мрежа, при отклонения на реалния режим от планирания;

ж) активиране на заявките за балансиране и предложенията за балансиране, декларирани на балансиращия пазар за преодоляване на ограниченията в преносната мрежа;

2. производителите на електрическа енергия трябва да изпълняват задълженията си по чл. 145, като:

а) спазват планирания график на генериращите си блокове по отношение на активната мощност и на промените, определени с диспечерски разпореждания;

б) спазват планирания график по напрежение в мястото на присъединяване към преносната мрежа и на промените, определени с диспечерски разпореждания;

в) доставчиците на допълнителни услуги изпълняват условията на договорите за допълнителни услуги по отношение на собствените си генериращи блокове;

г) участниците в пазара на балансираща енергия спазват неговите правила и осигуряват работата на генериращите си блокове в съответствие с регистрираните технически параметри;

3. операторът на електроенергийната система и производителите на електроенергия трябва да осъществяват автоматичен контрол за:

а) изпълнението на планираните графици за производство на активна електрическа мощност и електроенергия и изпълнението на заданията от системата за автоматично управление на генерацията;

б) изпълнението на графици по напрежение на шините на електрическите централи.

Чл. 147. (1) Диспечерските разпореждания трябва да бъдат в съответствие със:

1. Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите;

2. Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) В процеса на вземане на решения и даване на диспечерски разпореждания операторът на електроенергийната система трябва да оценява следните фактори:

1. разлика между планираното и действителното потребление на електроенергия;

2. разлика между планираните и реалните графици за междусистемните обмени по активна мощност;

3. регистрирани заявки за балансиране и предложения за балансиране от участниците на балансиращия пазар;

4. изменения в декларирания разполагаемост на генериращите блокове на производителите на електроенергия;

5. изменения в състоянието на преносната мрежа;

6. изменения в състоянието на разпределителните мрежи, които засягат местата на присъединяване към преносната мрежа;
7. състояние на съответните видове резерви на генериращи мощности, гарантиращи надеждността и качеството на паралелната работа и снабдяването на потребителите с електрическа енергия;
8. реално изпълнение на графици по напрежение на шините на електрическите централи;
9. необходимост от промяна на графици по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към преносната мрежа, за осигуряване на необходимия резерв от реактивна мощност;
10. изменения в графици на производители с комбиниран цикъл на производство на топлинна и електрическа енергия;
11. изменения в графици на производители, използващи възобновяеми източници за производство на електрическа енергия;
12. изменения в планираните графици за обмен на електрическа енергия с външни търговски партньори;
13. възникване на смущения в работата на електроенергийната система;
14. разпореждания чрез нормативни актове и документи съгласно Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите;
15. други фактори, които имат отношение към качеството и надеждността на работата на електроенергийната система.

(3) Диспечерските разпореждания в нормални експлоатационни условия трябва да съответстват на декларираните технически характеристики на генериращите блокове на производителите на електроенергия.

(4) Оперативният персонал на производителите на електроенергия е длъжен да изпълнява тези разпореждания. В случаите, когато изпълнението на тези разпореждания би създадо опасност за здравето и живота на персонала, повреда на съоръженията или екологични замърсявания, оперативният персонал на производителите незабавно информира оператора на електроенергийната система за тези последствия. Даващият разпореждането на своя отговорност може да отмени или да потвърди разпореждането.

(5) При смущения в електроенергийната система, които имат за последствия нарушаване на надеждността и качеството на паралелната работа:

1. могат да бъдат издавани диспечерски разпореждания за прекратяване работата на пазара на електроенергия;
2. диспечерските разпореждания може да не бъдат в съответствие с декларираните технически характеристики на генериращите блокове на производители на електрическа енергия; такива разпореждания се издават с цел да бъде запазена целостта на електроенергийната система.

(6) Диспечерските разпореждания включват:

1. време за включване във/изключване от паралел;
2. въвеждане във/извеждане от първично регулиране;
3. параметри за участие в първично регулиране;
4. въвеждане във/извеждане от вторично регулиране;
5. параметри за участие във вторично регулиране;
6. въвеждане във/извеждане от резерв/ремонт;
7. промяна в натоварването по активна/реактивна мощност;

8. промяна в планирания график по напрежение на шините на централата;
9. дейности, които са свързани с осигуряване на безопасни условия при извършване на ремонтни работи, отнасящи се до мястото на присъединяване към преносната мрежа;
10. дейности в аварийни условия;
11. други дейности, които имат отношение към оперативното управление на електроенергийната система.

(7) Издаване и регистриране на диспечерските разпореждания:

1. комуникационните средства за издаване и регистриране на диспечерските разпореждания са специфицирани в глава трета “Присъединяване към преносната мрежа”.
2. диспечерските разпореждания трябва да бъдат структурирани така, че да бъде намалена вероятността от неразбиране и грешки;
3. диспечерските разпореждания трябва да се записват автоматично и да се архивират;
4. съхраняването на диспечерските разпореждания трябва да бъде за срок, не по-малко от един месец;
5. потвърждението за получаването на диспечерски разпореждания трябва да бъде давано незабавно;
6. в случаите на издаване на диспечерски разпореждания по телефона, длъжностното лице, което получава тези разпореждания, трябва да ги повтори. Лицето, което издава разпорежданията, трябва да потвърди, че те са разбрани правилно;
7. последствията при неизпълнение на правилно издадени диспечерски разпореждания са регламентирани в Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите.

(8) При загуба на комуникации и невъзможност за издаване/получаване на диспечерски разпореждания:

1. засегнатите страни предприемат необходимите действия за възстановяване на комуникациите;
2. производителите на електроенергия изпълняват предварително съгласуваните графици по активна мощност, напрежение на шините на електрическите централи и честота;
3. при необходимост се организират нови комуникационни пътища, за което засегнатите страни се информират взаимно.

Раздел II

Регулиране на честотата и обменните мощности

Чл. 148. В този раздел се регламентират задълженията на оператора на електроенергийната система във връзка с управлението на честотата и обменните мощности и осигуряването на необходимите резерви по активна мощност, за да се гарантират качеството и сигурността на работата на електроенергийната система. Операторът на електроенергийната система е координатор на контролен блок по отношение на първичното и вторичното регулиране на честотата в рамките на Разчетния координационен център “Север” на УСТЕ.

Чл. 149. Регулирането на честотата и активната мощност трябва да се разглежда в следните аспекти:

1. първично регулиране на честотата;
2. вторично регулиране на честотата и обменните мощности;
3. третично регулиране на активната мощност;
4. корекция на синхронното време;

Чл. 150. (1) Първично регулиране е автоматична функция на турбинните регулатори и има за задача да установи честотата в синхронната област в рамките на определени граници.

(2) Поддържането на резерв за първично регулиране в необходимия обем и качество е централно координирана системна услуга, извършвана от оператора на електроенергийната система, предназначена за осигуряване на надеждността и качеството на паралелната работа.

(3) Изискванията по отношение на първичното регулиране са следните:

1. операторът на електроенергийната система трябва да осигури резерв за първично регулиране P_{pi} на основата на разчетното смущение P_{pu} в съответствие с изискванията на UCTE, дефиниращи коефициента на участие

$$C_i = E_i/E_u,$$

където:

E_i е нето годишното производство на електрическа енергия в отделния контролен блок;

E_u - общото нето годишно производство на електрическа енергия в синхронната зона;

2. резервът за първично регулиране, изискван от електроенергийната система на България, е

$$P_{pi} = C_i P_{pu}, \text{ MW};$$

3. пълното активиране на резерва за първично регулиране се осъществява при отклонение на честотата от $\Delta f = \pm 200 \text{ mHz}$;

4. регулиращата енергия, отдадена в синхронната зона за покриване на смущението, е $\lambda_u = \Delta P_a / \Delta f$, MW/Hz, и съответства на отношението на недостига/излишъка на мощност ΔP_a в началото на смущението и квазистационарното отклонението на честотата Δf , получено вследствие на смущението;

5. регулиращата енергия λ_i , отдадена в контролния блок на България, се изчислява като:

$$\lambda_i = \Delta P_i / \Delta f, \text{ MW/Hz},$$

където:

ΔP_i е промяната на генериращата мощност в контролния блок на България в отговор на смущението.

(4) Генериращите блокове, участващи в първичното регулиране, трябва да изпълняват следните изисквания:

1. обхват на регулиране – не по-малък от +/- 5 % от P_n ;
2. допустима зона на нечувствителност $\pm 10 \text{ mHz}$;
3. скорост на изменение на мощността 100 % от обхвата на регулиране - линейно в рамките на 30 s;
4. статизъм на турбинните регулатори в зависимост от положителния обхват на регулиране, който трябва да може да бъде настроен в диапазона от 2 % до 10%;
5. турбинният регулатор трябва да осъществява функции на регулиране на оборотите и регулиране на мощността;

6. мощността, активирана чрез първичното регулиране, трябва да може да се поддържа произволно дълго време до възстановяването на плановата стойност на честотата.

Чл. 151. (1) Задачата на вторичното регулиране на честотата и обменните мощности е да поддържа плановата стойност на честотата в синхронната област и планираните междусистемни обмени на всеки отделен контролен блок след смущение.

(2) Вторичното регулиране на честотата и обменните мощности е централно координирана системна услуга, извършвана от оператора на електроенергийната система.

(3) По-важните характеристики на вторичното регулиране на честотата и обменните мощности са следните:

1. вторичното регулиране на честотата и обменните мощности в контролния блок на България трябва да се осъществява автоматично от централен регулатор на честотата и обменните мощности, работещ по метода на мрежовите характеристики. Централният регулатор трябва да е от пропорционално-интегрален тип;

2. централният регулатор трябва периодично да изпраща задание за активна мощност, което да се обработва от включените в системата за автоматично регулиране на честота и мощност блокове от ТЕЦ и ВЕЦ;

3. законът на регулиране е:

$$G = P_{\text{пл}} - P - K_{ri}(f_{\text{пл}} - f), \text{ MW},$$

където:

G е системна грешка - общо отклонение на вторичното регулиране;

$P_{\text{пл}}$ и $f_{\text{пл}}$ са плановите стойности на обменните мощности и на честотата;

P и f - съответните моментни стойности;

K_{ri} е мощностно число на електроенергийната система, MW/Hz, и се определя ежегодно в рамките на UCSTE. ($K_{ri} = 1,1 \lambda_{ri}$, където λ_{ri} е регулиращата енергия, определена за контролния блок на България). Съгласуваните по метода на мрежовите характеристики мощностни числа на отделните електроенергийни системи в UCSTE гарантират, че вторичното регулиране само на електроенергийната система, в която е станало смущението, ще се активира за възстановяването на честотата и на обменните мощности до техните планови стойности;

4. операторът на електроенергийната система трябва да поддържа резерв за вторично регулиране съгласно чл. 98, ал. 3, т. 1;

5. сумарната скорост на изменение на изходната мощност на генераторите, участващи във вторичното регулиране трябва да бъде достатъчна за целите на регулирането. Тя се дефинира в проценти от номиналната мощност на генерация блок за единица време и зависи от типа на първичния енергиен ресурс. Типично за газовите централи е скорост 8 % за минута, за ВЕЦ с изравнители - от 1,5 % до 2,5 % за секунда, за кондензационни ТЕЦ - от 2 % до 4 % за минута и за ТЕЦ на лигнитни въглища - от 1 % до 2 % за минута;

6. вторичното регулиране трябва да действа непрекъснато, както при малки отклонения на честотата и обменните мощности, свързани с нормалната експлоатация, така и при големи отклонения, свързани със загуба на генерация, товар или междусистемна връзка;

7. вторичното регулиране не трябва да смущава действието на първичното регулиране;

8. вторичното регулиране на честотата и обменните мощности трябва да се използва само за компенсация на моментните отклонения на честотата и обменните мощности;

9. възстановяването на честотата и обменните мощности трябва да започне най-късно 30 секунди след смущението и да завърши напълно до 15-та минута;

10. когато един генераторен блок участва едновременно в първичното и вторичното регулиране на честотата и обменните мощности, то действието на първичното и вторичното регулиране трябва да бъде координирано така, че да се постигне оптимална реакция на генераторния блок в съответствие с неговите технически характеристики.

(4) По-важните изисквания към системата за автоматично регулиране на честотата и обменните мощности (САРЧМ) са следните:

1. точност 0,5 %-1,5 % за измерване на активна мощност и 1,0-1,5 mHz за измерване на честота;

2. цикъл на вторичния регулатор 1-2 s.

(5) Операторът на електроенергийната система, съгласно изискванията на УСТЕ, е длъжен да осигури резервни измервания на честотата и обменните мощности и възможност за автоматично превключване към резервното измерване при отпадане на основното.

Чл. 152. (1) Задачата на третичното регулиране е поддържане на резерва за вторично регулиране в границите по чл. 98, ал. 3 чрез използване на третичния резерв.

(2) Третичното регулиране на активната мощност е централно координирана системна услуга.

(3) С третичното регулиране на активната мощност се постигат следните цели:

1. сигурност в работата на вторичното регулиране на честотата и обменните мощности чрез осигуряване на необходимия резерв на активна мощност;

2. разпределяне на работната мощност и резерва за вторично регулиране между отделните генератори по икономически критерии чрез автоматично или ръчно изменение на работната точка на генериращите блокове.

(4) В поддържането на необходимия резерв на активна мощност за третично регулиране участват източниците, определени по чл. 104.

Чл. 153. (1) Участието в корекцията на синхронното време в синхронната зона на УСТЕ е задължение на оператора на електроенергийната система.

(2) Работата при средната честота в синхронната зона, различна от номиналната честота 50 Hz, довежда до несъответствие между синхронното и универсалното астрономическо време. Това отклонение служи за индикатор на работата на първичното, вторичното и третичното регулиране и не трябва да надвишава 30 секунди.

(3) Корекцията му включва работа при планова честота 49,99 Hz и 50,01 Hz в зависимост от посоката на отклонението за период от 24 часа.

(4) За втора синхронна зона на УСТЕ, към която в момента работи електроенергийната система на България, важат следните правила:

1. при натрупано отклонение, по-голямо от +/-80 s, планът по честота е съответно 49,95/50,05 Hz;

2. при натрупано отклонение в интервала от +/-20 s до +/-80 s планът по честота е съответно 49,99/50,01Hz.

(5) В синхронната зона непрекъснатото наблюдение на отклонението на синхронното време и астрономическото време се извършва от разчетния координационен център, който планира и графици по честота.

Раздел III Управление на източниците на балансираща енергия

Чл. 154. (1) Управлението на източниците на балансираща енергия се осъществява от оперативния персонал на оператора на електроенергийната система в ЦДУ в съответствие с правилата и процедурите, указани в глава пета, раздел VI от Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) При управление на източниците на балансираща енергия операторът на електроенергийната система се ръководи от принципа за непрекъснато поддържане на резерва за вторично регулиране в необходимото количество.

Чл. 155. (1) Когато в електроенергийната система има недостиг на генерираща мощност или е изразходвана част от положителния диапазон за вторично управление операторът:

1. деактивира активираните до този момент източници на балансираща енергия съгласно приоритетния списък за компенсиране на излишъка, ако има такива, в ред обратен на реда на тяхното активиране.

2. активира източници на балансираща енергия съгласно приоритетния списък за компенсиране на недостига по реда на тяхното подреждане.

(2) Когато в електроенергийната система има излишък на генерираща мощност или е изразходвана част от отрицателната част на диапазона за вторично управление, операторът:

1. деактивира активираните до този момент източници на балансираща енергия съгласно приоритетния списък за компенсиране на недостига, ако има такива, в ред обратен на реда на тяхното активиране;

2. активира източници на балансираща енергия съгласно приоритетния списък за компенсиране на излишъка по реда на тяхното подреждане.

(3) Активирането на предложение за балансиране или на заявка за балансиране и последвалите разпореждания в рамките на тяхната продължителност се документират от оператора на електроенергийната система в регистрационна таблица, съдържаща всяко разпоредено отклонение от физическата номинация и момента на получаване на разпореждането от оперативния персонал в обекта на доставчика на балансираща енергия.

Чл. 156. (1) Редът на активиране и деактивиране на предложения за балансиране и заявки за балансиране може да бъде променян текущо от оператора на електроенергийната система:

1. когато техническите параметри, характеризиращи динамиката на процеса на промяна на активната мощност на следващото по ред предложение за балансиране или заявка за балансиране, не отговарят на необходимостта от увеличаване или намаляване на активната мощност в електроенергийната система;

2. при рязка промяна на климатичните условия, която може да доведе до неоправдана загуба на хидроенергийни ресурси;

3. при непредвидено възникване на ограничения в преносната и/или разпределителните мрежи или възможност за възникване на такава

ограничение, вследствие активиране на следващото по ред предложение за балансиране или заявка за балансиране;

4. при аварийни ситуации, когато мястото на източника за доставка на необходимата балансираща енергия по отношение на преносната и/или разпределителните мрежи е от съществено значение;

5. когато разполага с предварителна и достоверна информация, че даден източник на балансираща енергия не може да осигури исканата промяна на активната мощност, независимо от мястото му в приоритетните списъци и подаването на разпореждане за активиране;

6. в други случаи по преценка на оперативния персонал на оператора в съответствие с конкретната обстановка.

(2) Във всички случаи на промяна на реда за активиране на източниците на балансираща енергия причините за промяната се вписват в регистрационната таблица съгласно чл.155, ал. 3.

Раздел IV

Регулиране на напреженията в преносната мрежа

Чл. 157. Операторът на електроенергийната система е длъжен да извършва системната услуга “регулиране на напреженията в преносната мрежа” на основата на следните принципи:

1. поддържане на напреженията във възлите на преносната мрежа в допустимите граници;

2. поддържане на необходимата степен на устойчивост на паралелната работа на електроенергийната система;

3. постигане на необходимото качество на електроенергията по отношение на критерия “диапазон на изменение на напрежението”;

4. реализиране на минимални загуби на активна енергия.

Чл. 158. Процедури за регулиране на напрежението:

1. операторът на електроенергийната система издава диспечерски разпореждания до производителите за:

а) промяна на планирания график по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към преносната мрежа, при отклонения на планирания от реалния режим на преносната мрежа;

б) преминаване от режим “поддържане на напрежението” в режим “поддържане на реактивна мощност”, като задава необходимата стойност на реактивната мощност;

2. операторът на електроенергийната система, за да осигури необходимия резерв по реактивна мощност за реализиране на планирания режим по напрежение, издава диспечерски разпореждания за промяна на режима на регулиращите средства на преносната мрежа:

а) шунтови реактори;

б) кондензаторни батерии;

в) статични компенсатори;

г) синхронни компенсатори;

д) силови автотрансформатори;

е) електропроводи;

3. операторът на електроенергийната система издава диспечерски разпореждания до операторите на разпределителни мрежи за:

а) промяна на зададения график по напрежение или зададената реактивна мощност на генераторите, присъединени към разпределителната мрежа, с цел поддържане на планираните стойности на напрежението в съответното място на присъединяване на разпределителната към преносната мрежа;

б) включване и изключване на кондензаторни батерии, присъединени към съответната разпределителна мрежа;

4. операторът на електроенергийната система осъществява контрол за изпълнението на графиците по напрежение в местата на присъединяване на системите на ползвателите към преносната мрежа;

5. производителите на електрическа енергия са длъжни:

а) да поддържат напреженията в мястото на присъединяване към преносната мрежа в съответствие с планирания график в съгласуваните граници;

б) да изпълняват незабавно диспечерските нареждания за промяна на планирания график по напрежение;

в) в аварийни условия, с цел поддържане на зададения график по напрежение/реактивна мощност, да изпълняват диспечерските нареждания за повишаване на реактивната мощност, което може да изисква намаляване на активната мощност на генериращите блокове, без да нарушават декларираните технически характеристики на синхронните генератори;

г) да изпълняват незабавно диспечерските нареждания за преминаване от режим “поддържане на зададено напрежение” към режим “поддържане на зададена реактивна мощност”;

д) генериращите блокове трябва да работят с постоянно въведени в работа автоматични регулатори на възбуждането на синхронни генератори (АРВ) и системни стабилизатори;

е) да осъществяват автоматичен контрол за изпълнението на зададените графици по напрежение;

6. операторите на разпределителни мрежи са длъжни да изпълняват разпорежданията на оператора на електроенергийната система във връзка с поддържане на напреженията в местата на присъединяване на разпределителната към преносната мрежа в съгласуваните граници;

7. производителите, които експлоатират ТЕЦ с единична мощност на генериращите агрегати, по-голяма от 25 MVA, или ВЕЦ с обща мощност на генериращите агрегати, по-голяма от 10 MVA, трябва да участват в регулирането на напрежението в мястото на присъединяване към преносната мрежа в съответствие с техническите си възможности.

Чл. 159. Всички условия за предоставянето и използването на допълнителната услуга “регулиране на напрежението” се уреждат с договор за допълнителни услуги, сключен между производителя и преносното предприятие.

Раздел V

Управление на ограниченията в преносната мрежа

Чл. 160. Целта на управлението на ограниченията е да гарантира сигурната и безаварийна работа на електроенергийната система при задоволяване в максимална степен на потребностите на ползвателите на преносната мрежа от пренос на електроенергия.

Чл. 161. В процеса на управление на електроенергийната система в реално време операторът на електроенергийната система е длъжен да спазва определената по чл. 114 максимална пропускателна способност на преносната мрежа.

Чл. 162. Операторът на електроенергийната система е длъжен да приема заявки за обмен на електроенергия между ползвателите в допустимите граници на определената по чл. 114 максимална пропускателна способност на преносната мрежа.

Чл. 163. Ограничения в пропускателната способност на преносната мрежа могат да възникнат:

1. в процеса на съгласуване на плановите доставки на електроенергия между ползвателите, когато не са спазени определените стойности за максималната пропускателна способност на преносната мрежа;
2. при аварийно изключване на елемент от преносната мрежа;
3. при аварийно изключване на генераторна мощност в електроенергийната система.

Чл. 164. (1) В случаите, когато операторът на електроенергийната система при извършване на прогнозирането на ограниченията установи, че в преносната мрежа ще възникнат ограничения, той трябва да предприеме необходимите коригиращи мерки за отстраняване на ограниченията.

(2) Коригиращите мерки се определят от оператора на електроенергийната система в зависимост от степента на тяхната ефективност и трябва да се прилагат незабавно с цел да се намали до минимум рискът от възникването на авария в електроенергийната система. Тези мерки могат да бъдат:

1. включване на резервни елементи от електрическата мрежа, ако има такива;
2. реперирание на преносната електрическа мрежа;
3. изключване на хидроагрегати в помпен режим;
4. активиране на резервни генераторни мощности;
5. намаляване или пълно прекратяване на плановите доставки между ползватели на преносната електрическа мрежа.

Чл. 165. Намаляването или пълното прекратяване на планови доставки трябва да се прилага, когато не могат да бъдат приложени други ефективни коригиращи мерки. Операторът на електроенергийната система намалява или прекратява плановите доставки до отстраняване на ограничението при равнопоставеност на всички ползватели на преносната електрическа мрежа и при пълна прозрачност на процедурата в следната последователност:

1. планови доставки, които имат най-голям ефект върху отстраняване на ограничението;
2. при равностоен ефект за отстраняването на ограничението, намаляването или ограничаването се извършват в ред, обратен на постъпването.

Раздел VI

Управление на потреблението

Чл. 166. Управление на потреблението се прилага от оператора на електроенергийната система, операторите на разпределителните мрежи и на потребителите, присъединени към преносната мрежа, в случаите на нарушаване качеството и надеждността на работа на електроенергийната система след

използването на другите разполагаеми възможности за възстановяване на нормалните експлоатационни параметри.

Чл. 167. Управление на потреблението е предназначено да запази целостта на електроенергийната система и да ограничи развитието на аварийни събития при:

1. понижение на честотата;
2. понижение на напрежението;
3. претоварване на елементи на преносната мрежа;
4. недостиг на генериращи мощности.

Чл. 168. Управлението на потреблението обхваща процедурите за оперативно ограничаване на потреблението и не разглежда:

1. автоматичното изключване на товари от системите за противоаварийно управление;
2. процедурите за управление на потреблението на търговски участник в нерегулираната част на пазара, когато неговата заявка за балансиране/предложение за балансиране е основана на промяна на потребяваната електрическа енергия.

Чл. 169. Прилагането на управление на потреблението трябва да осигурява равнопоставеност на ползвателите на преносната мрежа.

Чл. 170. Процедури за управление на потреблението:

1. потребители, които са присъединени към преносната мрежа, участват в управлението на потреблението по действащия договор, сключен между съответния ползвател и преносното предприятие, който определя:

- а) мястото и размера на товара, който ще бъде намаляван;
- б) името и телефона на длъжностното лице, което ще осъществява

намаляването на потреблението по нареждане на оператора на електроенергийната система;

- в) времето за осъществяване на договореното разтоварване.

2. разпределителните предприятия участват в управлението на потреблението, като:

а) организират групи потребители за предаварийно ръчно изключване, без предварително предизвестие, в местата на присъединяване към преносната мрежа;

б) съгласуват с оператора на електроенергийната система и операторите на разпределителните мрежи ръчно изключване на потребители с предварително предизвестие;

в) организират по четири групи за ограничаване на товара за целите на управлението на потреблението с предварително предизвестие;

г) при тези изключения връзките между генериращите мощности и електрическите мрежи не трябва да бъдат нарушавани;

д) системата за предупреждение в случаите на управление на потреблението е посочена в Наредбата за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ;

е) групите трябва да бъдат формирани така, че да позволяват възможно най-бързо изключване, като се избягват сложните превключвания в електрическите мрежи;

ж) разположението и големината на тези групи трябва да отчитат категорията на захранване на потребителите;

з) операторът на електроенергийната система и операторите на разпределителните мрежи съгласуват ежегодно състава, степенуването и очаквания товар на тези групи;

и) данните на групите за ограничение на товара трябва да бъдат постоянно на разположение на операторите и ползвателите, които извършват управление на потреблението;

3. управление на потреблението чрез планирано ръчно изключване при дълготраен дефицит или ограничения в преносната мрежа:

а) операторът на електроенергийната система трябва да разпреди на операторите на разпределителни мрежи ограничаване на потреблението на територията на цялата страна или на част от нея по предварително определена програма;

б) предварително определената програма регламентира обема и периодичността на ограничаване на потребителите, като осигурява възможно най-голяма степен на равнопоставеност при съществуващите условия на работа на електроенергийната система;

в) операторите на разпределителни мрежи стриктно прилагат разпоредената програма и контролират изпълнението ѝ от страна на потребителите;

г) при констатиране на случаи на неизпълнение на разпоредено ограничение от страна на потребителите се прилагат мерките, предвидени в Наредбата за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ;

4. предаварийно ръчно изключване на групи потребители без предизвестие при непланирано изключване на генериращи мощности, надвишаващи наличния резерв:

а) операторът на електроенергийната система трябва да разпреди на операторите на разпределителните мрежи изключване на групи потребители в необходимия размер;

б) изключванията трябва да се извършват на предварително определени последователни стъпки;

в) при осъществяване на изключванията трябва да бъде осигурявана възможно най-голяма степен на равнопоставеност на потребителите при съществуващите условия на работа на електроенергийната система;

г) разпределителните предприятия трябва ежегодно да представят на оператора на електроенергийната система за съгласуване план за предаварийно ръчно изключване на групи потребители без предизвестие;

5. координиране на действията:

а) когато управлението на потреблението се извършва от разпределителните предприятия по нареждане на оператора на електроенергийната система за запазване на нейната цялост, предвидените групи потребители се изключват незабавно от операторите на разпределителни мрежи;

б) когато управлението на потреблението се извършва от разпределителните предприятия за запазване целостта на разпределителните мрежи, предвидените групи потребители се изключват незабавно от операторите на разпределителни мрежи.

Раздел VII

Оперативен обмен на информация

Чл. 171. С тези правила се осигурява възможност на оператора на електроенергийната система, преносното предприятие и ползвателите на преносната мрежа да установят процедура за:

1. оперативен обмен на информация при нормални експлоатационни условия;
2. обмен на информация за нарушения в нормалната работа на електроенергийната система и за събития, за да се анализира и оцени възможният риск, възникващ от тях, и да бъдат предприети подходящи мерки от съответната страна, за да се поддържат сигурността и целостта на системата;
3. оперативно информирание, извършвано от оператора на електроенергийната система, за повишен риск от възникване на ненормални режими и аварийни събития и разпореждания за недопускането им.

Чл. 172. (1) Обменът на информация трябва да дава възможност:

1. да се направят изводи от оперативната работа и/или аварийните събития, които да се имат предвид при последващи коригиращи действия;
2. да се улесни оценката на възможния риск, който може да възникне, и да бъдат определени подходящи действия за осигуряване на надеждността на работа и целостта на електроенергийната система;

(2) Изискванията за подробностите на информацията трябва да бъдат определени при:

1. оперативното информирание;
2. докладите относно събития в системата;
3. съвместно разследване на събитията;
4. регистриране и съгласуване на информацията при въвеждане и извеждане на съоръженията във и от работа.

(3) При обмена на информация страните са длъжни:

1. да осигуряват прозрачност и точност на информацията;
2. да спазват необходимата конфиденциалност, когато се засягат търговските им интереси.

Чл. 173. (1) Оперативни дейности, при които страните взаимно се информират:

1. превключвания на комутационна апаратура;
2. синхронизиране/изключване на генераторни блокове;
3. промяна на задание за регулиране на честотата и активната мощност;
4. промяна на задание за регулиране на напрежението;
5. други, които са свързани с управлението на електроенергийната система.

(2) Информацията, която се обменя, трябва да е достатъчно подробна, за да опише разпореждането или оперативното действие, да даде възможност на получателя на съобщението да се съобрази с него и да оцени възможния риск. Тя трябва да включва името на лицето, докладващо оперативната работа или разпореждането от името на ползвателя или оператора на електроенергийната система.

(3) Получателят може да задава въпроси за изясняване на информацията и информиращата страна трябва да осигури предоставянето на необходимата информация.

Чл. 174. (1) Оперативното информирание трябва да се прави достатъчно време преди началото на планираното действие, за да може получателят да се

съобрази с него, да оцени възможния риск и да предприеме необходимите мерки.

(2) Оперативното информирание може да се извършва устно по телефон или писмено. При устното оперативно информирание получателят трябва да го повтори, за да може информиращата страна да се убеди, че информацията е разбрана правилно.

Чл. 175. Събития, за които трябва да се информира:

1. когато съоръжения на ползватели или преносното предприятие работят при нарушени технически параметри и/или могат да предизвикат опасност за живота и здравето на хора и имуществени вреди;

2. всеки аварийен сигнал или индикация за ненормални работни условия;

3. изключвания или временни изменения на експлоатационните параметри на съоръжения на ползвателите или преносното предприятие;

4. изключвания или повреди на системите за телекомуникация, телеуправление и измерване;

5. повишен риск от задействане на противоаварийни автоматики;

6. всякакви смущения в нормалната работа и изключване на основни съоръжения;

7. всяко задействане на релейни защиты и автоматики;

8. смущения в електрозахранването;

9. нарушаване на съгласувания график по активна мощност и напрежение;

10. отпадане на основни функции на SCADA;

11. инциденти с хора;

12. пожари, екологични замърсявания и други аварийни събития, които могат да имат отрицателен ефект върху нормалната работа на електроенергийната система;

13. възникване на ядрен или радиационен инцидент или нарушаване на правилата за ядрената и радиационна безопасност, което се изразява в намаляване на сигурността, безопасността или на отдаваната мощност;

14. необичайни климатични и други условия.

Чл. 176. (1) Събития, които имат съществен ефект върху работата на електроенергийната система, изискват съвместното разследване.

(2) Всяка от страните по тези правила има право да поиска съвместно разследване.

(3) Искането за съвместно разследване трябва да се прави в писмена форма.

(4) Съвместното разследване трябва да се организира от засегнатите страни, за да установят причините за възникване на съответното събитие, да анализират развитието му, да направят изводи и да набележат необходимите мерки за недопускането на такива събития.

(5) Формата и процедурата за съвместно разследване на конкретно събитие се съгласуват от засегнатите страни предварително.

(6) При провеждане на съвместното разследване могат да се привличат и независими експерти по взаимно съгласие на страните. Резултатите от съвместното разследване трябва да се отразяват в протокол.

Чл. 177. Събития, които подлежат на съвместно разследване:

1. ръчно или автоматично изключване на голяма генерираща мощност или на съоръжения, водещи до съществено намаляване на отдаваната мощност;

2. напрежения, извън допустимите граници;

3. честота, извън допустимите граници;
4. нарушение на статичната/динамичната устойчивост на преносната мрежа;
5. претоварвания и изключвания на елементи в електропреносната мрежа;
6. други събития от значение за страните.

Чл. 178. Минимален набор от данни, които трябва да се впишат в протокола:

1. време и дата на аварийното събитие;
2. точно диспечерско наименование и собственик на засегнатите обекти и съоръжения;
3. описание на аварийното събитие – възникване и развитие;
4. технически параметри на режима на съоръженията преди аварийното събитие;
5. технически параметри на режима на съоръженията по време на аварийното събитие;
6. мощност на потребители с прекъснато електроснабдяване, MW;
7. мощност на производители с прекратено или променено електропроизводство в MW;
8. продължителност на прекъсването;
9. недоставена/непроизведена електрическа енергия;
10. анализ на причините за възникване и развитие на инцидента;
11. изводи и препоръки за мерки;
12. очаквано време и дата за въвеждане в работа на засегнатите съоръжения.

Глава седма КООРДИНАЦИЯ НА БЕЗОПАСНОСТТА

Чл. 179. Координацията на безопасността трябва да осигури безопасни условия при извършване на работи от преносното предприятие и/или ползвателите във и близо до мястото на присъединяване към преносната мрежа, когато безопасността на едната страна се осигурява от другата страна.

Чл. 180. При осъществяването на координацията на безопасността са задължителни изискванията на Закона за здравословни и безопасни условия на труд (обн., ДВ, бр.124/1997 г.) и Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи (обн., ДВ, бр. 34/2004 г.).

Чл. 181. Процедури за координация на безопасността:

1. преносното предприятие и ползвателите на преносната мрежа взаимно си предоставят местни правила по безопасност и местни инструкции по безопасност, които се отнасят за техните съоръжения във и близо до местата на присъединяване към преносната мрежа;

2. местните правила по безопасност и местните инструкции по безопасност не трябва да противоречат на Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи. Те могат да допълват мерките, които са предвидени в него, като отчитат специфичните особености на присъединяване на системите на ползвателите към преносната мрежа;

3. засегнатите страни трябва взаимно да съгласуват съответните местни правила по безопасност за всяко място на присъединяване;

4. съгласуването на местните правила по безопасност от засегнатите страни се извършва официално в писмена форма;
5. в случай, че едната страна желае да промени местните правила по безопасност, които се отнасят за нейните съоръжения във и близо до местата на присъединяване, тя трябва писмено да информира другата страна, като обоснове необходимостта от предлаганата промяна;
6. съгласуването на новите местни правила от засегнатите страни трябва да бъде извършено официално в писмена форма без неоправдано забавяне;
7. местните правила по безопасност за всяко място на присъединяване на електрическите уредби/системи на ползвателите на преносната мрежа трябва да бъдат представени на оператора на електроенергийната система от ползвателите на преносната мрежа;
8. за всяко място на присъединяване преносното предприятие и съответният ползвател трябва да определят длъжностни лица - "отговорници по безопасността", които да бъдат отговорни за координирането и прилагането на мерки по безопасност, когато се извършват работи, изискващи обезопасяване на електрическите съоръжения;
9. допуска се един отговорник по безопасността да отговаря за повече от едно място на присъединяване;
10. списъци с имената на отговорниците по безопасността и тяхната квалификационна група по безопасност на труда за всяко място на присъединяване трябва да се обменят между преносното предприятие и ползвателите. За всяка промяна в тези списъци засегнатите страни трябва да се информират в най-краткия възможен срок;
11. реализация на мерките по безопасност:
 - а) изискващата страна, която възнамерява да работи по съоръжения във и близо до мястото на присъединяване към преносната мрежа, трябва да се обърне към оператора на електроенергийната система с искане за извеждане на съответното съоръжение от работа;
 - б) след като бъде дадено такова разрешение, отговорникът по безопасността на изискващата страна издава писмено нареждане за работа, което определя необходимите мерки по безопасност в съответствие с изискванията на Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи и съгласуваните местни правила по безопасност. Формата на писменото нареждане за работа се определя от правилника за безопасност;
 - в) операторът на електроенергийната система разрешава на изпълняващата страна изпълнението на мерките по безопасност, предвидените в писменото нареждане за работа;
12. регистрация на мерките по безопасност от изискващата страна и допускане до работа:
 - а) след изпълнение на предписаните мерки по безопасност изпълняващата страна пряко или чрез оператора на електроенергийната система информира изискващата страна;
 - б) изискващата страна, след получаване на информацията от изпълняващата страна, попълва съответната част от писменото нареждане за работа, в което вписва изпълнените мерки, прочита я на изпълняващата страна и получава потвърждение за верността на изпълнените мерки по безопасност;
 - в) отговорникът по безопасността на изискващата страна, след подписване на писменото нареждане за работа, с което удостоверява

изпълнението на предписаните мерки по безопасност, допуска съответния персонал за извършване на планираните работи;

13. завършване на работите:

а) след завършването на работите отговорникът по безопасността на изискващата страна извежда ремонтния персонал от мястото на работа и информира оператора на електроенергийната система и изпълняващата страна пряко или чрез оператора на електроенергийната система;

б) страните регистрират времето и оформят завършването на работата със записи в оперативните дневници и в писменото нареждане за работа;

14. установяване на нормална схема на преносната мрежа:

а) операторът на електроенергийната система издава диспечерски разпореждания към оперативния дежурен персонал на засегнатите страни за извършване на необходимите превключвания;

б) всички превключвания за възстановяване на пълната схема на преносната мрежа се регистрират по реда на тяхното изпълнение в оперативните дневници на засегнатите страни;

15. съхранение на документацията по безопасността се извършва в съответствие с изискванията на Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи.

Глава осма УПРАВЛЕНИЕ НА КАЧЕСТВОТО НА РАБОТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА

Чл. 182. С тези правила се регламентират процедурите за управление на качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 183. Управлението на качеството на работа на електроенергийната система включва:

1. управление на качеството на допълнителните услуги, предоставяни от ползвателите на преносната електрическа мрежа;

2. управление на качеството на системните услуги, извършвани от оператора на електроенергийната система.

Чл. 184. Оценката на качеството на предоставяните допълнителни услуги е непрекъснат процес и се извършва от оператора на електроенергийната система в съответствие с показателите и критериите по глава пета, раздел IV и раздел VIII. Прилага се следната процедура:

1. доказване на качеството на предоставяната услуга чрез изпитания, провеждани при въвеждане в експлоатация на нови съоръжения или след ремонт;

2. наблюдение в процеса на нормална работа на електроенергийната система в съответствие с дефинираните показатели и критерии за качество;

3. анализ на реакцията на електроенергийната система и на засегнатото оборудване на ползвателите на преносната електрическа мрежа при смущения или аварии в електроенергийната система;

4. проверки на място по инициатива на оператора на електроенергийната система.

Чл. 185. Възможността за предоставяне на допълнителни услуги се доказва от предоставящата услугата на оператора на електроенергийната система чрез изпитания. Изпитанията се провеждат по програма, разработена от

оператора на електроенергийната система и съгласувана от заинтересования ползвател.

Чл. 186. Качеството на предоставяните допълнителни услуги се контролира със следните средства:

1. система за управление и събиране на данни (SCADA) на оператора на електроенергийната система;
2. система за управление и събиране на данни (SCADA) на ползвателя на преносната мрежа, ако има такава;
3. инсталирани технически средства за измерване на количествата електрическа енергия;
4. регистрираща апаратура на оператора на електроенергийната система;
5. регистрираща апаратура на ползвателя на преносната мрежа, ако има такава;
6. други технически средства, които е уместно да бъдат използвани.

Чл. 187. В процеса на работа на електроенергийната система операторът на електроенергийната система непрекъснато контролира:

1. качеството на първичното регулиране съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;
2. качеството на участие на енергийните блокове във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV. Системата SCADA на оператора на електроенергийната система автоматично изчислява интегралната грешка в триминутен интервал, обусловена от неточността, с която съответният генераторен блок изпълнява заданието на централния регулатор. Когато интегралната грешка надхвърли съгласуваната допустима стойност, системата за автоматично управление на генерацията извежда съответния генераторен блок от участие във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности;
3. качеството на резерва за третично регулиране съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;
4. качеството на регулиране на напрежението в местата на присъединяване на ползвателите към преносната мрежа съобразно критериите, посочени в глава пета, раздел IV;
5. изпълнението на предписаните от него мерки за защита съобразно защитния план на електроенергийната система, като непрекъснато анализира действието на защитните устройства на ползвателите на преносната мрежа при смущения и аварии в електроенергийната система;
6. изпълнението на предписаните от него мерки съобразно плана за възстановяване чрез изпитание при въвеждане в работа на нови съоръжения и след ремонт;
7. възможността за участие във възстановяването на електроенергийната система след системни аварии чрез провеждане на изпитания и тренировки на оперативния персонал в съответствие с изискванията на глава пета, раздел VIII.

Чл. 188. (1) Когато услугата, предоставяна от даден ползвател на преносната мрежа, не отговаря на критериите за качество, операторът на електроенергийната система отказва получаването на услугата.

(2) В тези случаи операторът на електроенергийната система организира получаването на съответната услуга от друг доставчик като коригира своя план за допълнителните услуги, така че да се гарантират сигурността и качеството на работа на електроенергийната система.

Чл. 189. Доставчикът на допълнителна услуга, който е декларирал предоставянето ѝ, но поради технически неизправности в своите съоръжения или други причини не е в състояние да я предостави, е длъжен да компенсират разходите по промяна на организацията на предоставяне на допълнителната услуга в съответствие с договора за предоставяне на допълнителни услуги между съответния ползвател на преносната електрическа мрежа и оператора на електроенергийната система.

Чл. 190. В случаите, когато дейности, предписани по защитния план и плана за възстановяване, не се изпълняват, операторът на електроенергийната система има право да прекрати достъпа на съответния ползвател до преносната мрежа.

Чл. 191. Оценката на качеството на системните услуги, извършвани от оператора на електроенергийната система, се осъществява от ДКЕР.

Чл. 192. (1) Операторът на електроенергийната система подготвя доклад до края на месец март на текущата година, с който анализира качеството на работа на електроенергийната система за предходната година и го предоставя на ДКЕР.

(2) Анализът обхваща:

1. качество на регулиране на честотата и междусистемните обмени в нормални експлоатационни условия за всеки месец и за отчетната година по:

- а) хистограми на честотата;
- б) средни стойности на честотата;
- в) стандартни отклонения на честотата;
- г) стандартни отклонения на честотата с вероятност 90 % и 99 %;
- д) хистограми на отклоненията от графиците за междусистемни обмени;
- е) средни стойности на отклоненията от графиците за междусистемни обмени;

обмени;

- ж) стандартни отклонения от графиците за междусистемни обмени;
- з) хистограма на интегралната грешка на електроенергийната система;
- и) средни стойности на интегралната грешка на електроенергийната система;

к) стандартно отклонение на интегралната грешка на електроенергийната система;

2. качество на регулиране на напрежението в преносната мрежа чрез стойностите на напреженията в предварително определени контролни точки за всеки месец и за отчетната година по:

- а) минимални и максимални денонощни стойности;
- б) хистограми на напреженията на база часови стойности.

3. регулираща енергия на електроенергийната система на България при смущения в синхронната зона извън електроенергийната система на България;

4. регулираща енергия и “тромпетовидна” крива при смущения в електроенергийната система на България от типа

$$H(t) = f_0 \pm A \cdot e^{-t/T},$$

където:

$$A = 1,2 \Delta f_2 ;$$

Δf_2 е максималното отклонение на честотата от зададената ѝ стойност в резултат на смущението;

$$T = 900/\ln(A/d);$$

$$d = \pm 20 \text{ mHz};$$

f_0 - зададената честота.

Вторичното управление се счита за успешно, когато при отработването на голямо смущение системната честота остане в тропетовидната крива.

Чл. 193. При неудовлетворително качество на управление на електроенергийната система ДКЕР дава предписания на оператора на електроенергийната система за коригиращи мерки и график за тяхното изпълнение.

Глава девета СИСТЕМНИ ИЗПИТАНИЯ

Чл. 194. С тези правила се осигуряват безопасността на персонала, сигурността на снабдяването с електрическа енергия, целостта на електроенергийната система и намаляването на потенциалните икономически загуби на засегнатите страни при провеждането на системни изпитания.

Чл. 195. В тази глава се регламентират процедурите при провеждането на системни изпитания, които оказват или може да окажат въздействие върху преносната мрежа, системите на ползвателите на преносната мрежа или външни партньори.

Чл. 196. Процедура за провеждането на системни изпитания, предложени от ползвател на преносната мрежа:

1. заинтересованият ползвател изпраща писмена заявка до оператора на електроенергийната система, която съдържа информация за естеството и целите на предлаганите изпитания, както и степента, до която неговата система/неговите съоръжения ще участват в изпитанията. Заявката се подава не по-късно от три месеца преди началото на изпитанията при изключване на генериращи мощности или товари над 50 MW;

2. операторът на електроенергийната система, след разглеждане на заявката, без забавяне писмено поисква допълнителна информация от предложителя на изпитанията, ако прецени като недостатъчна информацията, която се съдържа в писмената заявка;

3. операторът на електроенергийната система не е задължен да предприема никакви действия, докато не получи исканата допълнителна информация;

4. операторът на електроенергийната система, след като получи необходимата допълнителна информация, определя кои други ползватели на преносната мрежа, освен предложителя, ще бъдат засегнати от системните изпитания;

5. операторът на електроенергийната система определя длъжностно лице – координатор на изпитанията, който е и председател на комисията за изпитанията:

а) когато по преценка на оператора на електроенергийната система предлаганите системни изпитания оказват значително влияние или може да окажат значително влияние върху преносната мрежа, координаторът на изпитанията трябва да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитания, предложено от оператора на електроенергийната система;

б) когато по преценка на оператора на електроенергийната система предлаганите системни изпитания не оказват значително влияние върху преносната мрежа, тогава координаторът на изпитанията може да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитания,

номинирано от предложителя на изпитанията след съгласуване с оператора на електроенергийната система;

б. операторът на електроенергийната система изпраща писмено уведомление (“предварително уведомление”) до ползвателите на преносната мрежа, определени по т. 4 и до предложителя на изпитанията. Предварителното уведомление съдържа:

- а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания;
- б) степента, до която ще участва в изпитанията системата/съоръженията на предложителя;
- в) списък на ползвателите на преносната мрежа, определени по т. 4;
- г) предложителя на системните изпитания;
- д) покана към ползвателите на преносната мрежа по т. 4 да предложат техен представител с необходимата квалификация в комисията за изпитанията, ако координаторът на изпитанията информира оператора на електроенергийната система, за необходимостта от участието на представители на засегнатите ползватели в комисията за изпитанията;
- е) името на представителя/представителите на оператора на електроенергийната система в комисията за изпитанията;
- ж) името на председателя на комисията за изпитанията, номиниран от оператора на електроенергийната система или от предложителя на изпитанията;

7. операторът на електроенергийната система изпраща предварителното уведомление не по-късно от един месец след получаването на заявката за системните изпитания или след получаването на допълнителната информация по т. 2;

8. отговорите на поканата за предлагане на представители в комисията по изпитанията се получават от оператора на електроенергийната система не по-късно от един месец след изпращането на предварителното уведомление. Ползвателите на преносната мрежа, които не са отговорили в необходимия срок, нямат право на представители в комисията за изпитанията;

9. след изтичането на едномесечния срок операторът на електроенергийната система съставя комисията за изпитанията на основата на направените предложения и уведомява ползвателите на преносната мрежа по т. 4 и предложителя на изпитанията за учредяването на комисията за изпитанията;

10. координаторът на изпитанията организира заседание на комисията за изпитанията не по-късно от две седмици от нейното учредяване, на което се разглеждат:

- а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания и други въпроси, изложени в предварителното уведомление;
- б) експлоатационните рискове и икономическите последици от предлаганите системни изпитания;
- в) възможностите за съчетаване на предложените системни изпитания с предварително планирани ремонти на генериращи блокове, елементи на преносната мрежа или други изпитания;
- г) въздействието на предлаганите системни изпитания върху планирането на работата и диспечерирането на генериращите блокове;

11. преносното предприятие, предложителят на изпитанията и ползвателите на преносната мрежа по т. 4, независимо дали са представени в комисията за изпитанията, са длъжни на основата на писмено запитване да предоставят информация, необходима на комисията във връзка с предложените системни изпитания;

12. комисията за изпитанията се свиква от координатора на изпитанията на заседания толкова често, колкото е необходимо, за да изпълни своите задължения;

13. не по-късно от един месец след своето първо заседание комисията за изпитанията подготвя доклад (“доклад за предложение”), който съдържа:

- а) оценка на техническите аспекти на предлаганите изпитания;
- б) разпределянето на разходите, свързани с предлаганите изпитания между засегнатите страни; общият принцип, освен ако не е договорено друго е, че разходите са за сметка на предложителя на изпитанията;
- в) други въпроси, които комисията за изпитанията счита за необходими;
- г) ясно формулирано предложение за провеждане на системните изпитания;

14. комисията за изпитанията одобрява всяко от решенията на доклада за предложение с консенсус;

15. докладът за предложение без забавяне се изпраща до оператора на електроенергийната система, предложителя на изпитанията и ползвателите на преносната мрежа по т. 4;

16. всеки получател на доклада за предложение изпраща писмено своето съгласие или аргументите за своето несъгласие до координатора на изпитанията не по-късно от две седмици от получаването на доклада;

17. в случай на неодобрение от един или повече получатели комисията за изпитанията провежда заседание във възможно най-кратък срок, за да прецени възможността за промени в изпитанията, които да удовлетворяват направените възражения;

18. ако предложените системни изпитания може да бъдат променени, комисията за изпитанията подготвя ревизиран доклад не по-късно от две седмици след своето заседание за разглеждане на отговорите на доклада за предложение и го изпраща на страните по т. 15;

19. ако доклад за предложение/ревизиран доклад за предложение бъде одобрен от всички получатели, в двуседмичен срок комисията за изпитанията представя на оператора на електроенергийната система, на предложителя на изпитанията и на ползвателите на преносната мрежа по т. 4 програма (“програма за изпитанията”), която съдържа:

- а) времеви график;
- б) последователност на превключванията;
- в) списък на персонала, участващ в провеждането на изпитанията;
- г) средства за регистрация и наблюдение;
- д) средства за комуникация;
- е) мерки по безопасност;
- ж) други въпроси, които комисията счита за необходими;

20. програмата за изпитанията задължава всички страни по т. 15 да действат в съответствие с условията на тази програма във връзка с предложените изпитания;

21. всички проблеми във връзка с предложените системни изпитания, които възникнат след издаването на програмата за изпитания, незабавно се изпращат писмено до координатора на изпитанията. Ако координаторът реши, че тези проблеми налагат промяна или отлагане на изпитанията, той незабавно уведомява писмено страните по т. 15;

22. ако в деня на провеждане на системните изпитания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните по т. 15

прецени за необходимо да отложи или отмени началото на изпитанията, съответната страна уведомява незабавно координатора на изпитанията за основанията на това искане. Координаторът на изпитанията отлага или отменя началото на изпитанията и договаря със страните по т. 15 друго подходящо време за провеждане на системните изпитания. Ако координаторът на изпитанията не може да постигне такава договореност, той организира заседание на комисията за изпитанията възможно най-скоро, за да съгласува друго подходящо време за провеждане на изпитанията;

23. когато някоя от страните по тези правила откаже да участва в системни изпитания или не изпълни поетите задължения, което не позволява провеждането на планирани системни изпитания, операторът на електроенергийната система сезира ДКЕР. Държавната комисия за енергийно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни. ДКЕР уведомява комисията за изпитанията и страните по т. 15 за своето решение;

24. не по-късно от три месеца от провеждане на системните изпитания, освен ако не е договорено друго, предложителят на изпитанията изпраща писмен доклад (“заключителен доклад”) до оператора на електроенергийната система и другите представители в комисията за изпитанията;

25. заключителният доклад включва:

- а) описание на тестваните съоръжения;
- б) програма на проведените изпитания;
- в) получени резултати;
- г) заключения и препоръки;

26. комисията за изпитанията обсъжда и одобрява заключенията и препоръките от заключителния доклад не по-късно от един месец от неговото представяне, след което се разпуска;

27. в определени случаи, по преценка на оператора на електроенергийната система, заявката за провеждането на системни изпитания може да бъде дадена по-малко от три месеца преди планираното начало на изпитанията. В този случай, след консултация с предложителя на изпитанията и ползвателите на преносната мрежа по т. 4, операторът на електроенергийната система съставя времеви график за процедурите от т. 4 до т. 20.

Чл. 197. Процедура за провеждането на системни изпитания, предложени от преносното предприятие.

1. преносното предприятие може да провежда системни изпитания за определяне на:

- а) ефективност на първичното и вторичното регулиране;
- б) поведение на електроенергийната система при постепенни (плавни) изменения на товара;
- в) поведение на електроенергийната система при внезапни промени на генерацията/товара;
- г) статични и динамични честотни характеристики и системни коефициенти;
- д) способност за осигуряване на необходимите условия по отношение на напрежението и честотата в контролните точки на преносната мрежа и в точките на свързване с други електроенергийни системи;
- е) характеристиките на системните стабилизатори;
- ж) други изпитания със системно значение;

2. операторът на електроенергийната система трябва да подготви предварителна програма, в която да бъдат определени:

а) естеството и целите на предлаганите изпитания;

б) степента, до която преносната мрежа и системите/съоръженията на ползватели на преносната мрежа ще участват в изпитанията или ще бъдат засегнати от изпитанията;

в) мерките за сигурност;

г) мерките по безопасност;

3. операторът на електроенергийната система трябва да определи длъжностно лице, което да координира изпитанията в качеството на председател на комисията за изпитанията. Координаторът на изпитанията трябва да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитания;

4. операторът на електроенергийната система изпраща писмено уведомление (“предварително уведомление”) до ползвателите на преносната мрежа, определени по т. 2 “б”, не по-късно от шест месеца преди датата на планираните системни изпитания. Предварителното уведомление трябва да съдържа:

а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитания;

б) списък на ползвателите на преносната мрежа, определени по т. 2 “б”;

в) степента, до която ще участват в изпитанията системите/съоръженията на съответните ползватели по т. 2 “б”;

г) предложител на системните изпитания;

д) покана към ползвателите на преносната мрежа по т. 2 “б” да предложат техен представител с необходимата квалификация в комисията за изпитанията, ако координаторът на изпитанията информира оператора на електроенергийната система за необходимостта от участието на представители на засегнатите ползватели в комисията за изпитанията;

е) име на представителя/представителите на оператора на електроенергийната система в комисията за изпитанията;

ж) име на председателя на комисията за изпитанията, определен от оператора на електроенергийната система;

5. отговорите на поканата за предлагане на представители в комисията за изпитанията трябва да бъдат получени от оператора на електроенергийната система не по-късно от един месец след изпращането на предварителното уведомление; ползвателите на преносната мрежа, които не са отговорили в необходимия срок, нямат право на представители в комисията за изпитанията;

6. след изтичането на едномесечния срок операторът на електроенергийната система съставя комисията за изпитанията на основата на направените предложения и уведомява ползвателите на преносната мрежа по т. 2 “б” за учредяването на комисията за изпитанията;

7. координаторът на изпитанията организира заседание на комисията за изпитанията не по-късно от две седмици от нейното учредяване, на което да бъдат разгледани:

а) информацията за естеството и целите на предлаганите изпитания и други въпроси изложени в предварителното уведомление;

б) експлоатационните рискове и икономическите последици от предлаганите системни изпитания;

в) възможностите за съчетаване на предложените системни изпитания с предварително планирани ремонти на генериращи блокове, елементи на преносната мрежа или други изпитания;

г) въздействието на предлаганите системни изпитания върху планирането на работата и диспечерирането на генериращите блокове;

8. преносното предприятие, предложителят на изпитанията и ползвателите на преносната мрежа по т. 2 “б”, независимо дали са представени в комисията за изпитанията, са длъжни на основата на писмено запитване да предоставят информация, необходима на комисията във връзка с предложените системни изпитания;

9. комисията за изпитанията се свиква от координатора на изпитанията на заседания толкова често, колкото е необходимо, за да изпълни своите задължения;

10. не по-късно от един месец след своето първо заседание комисията за изпитанията подготвя доклад (“доклад за предложение”), който съдържа:

а) оценка на техническите аспекти на предлаганите изпитания;

б) разпределяне на разходите, свързани с предлаганите изпитания, между засегнатите страни; общият принцип, освен ако не е договорено друго е, че разходите са за сметка на предложителя на изпитанията;

в) други въпроси, които комисията счита за необходими;

г) ясно формулирано предложение за провеждане на системните изпитания;

11. комисията за изпитанията одобрява всяко от решенията на доклада за предложение с квалифицирано мнозинство;

12. докладът за предложение без забавяне се изпраща до оператора на електроенергийната система и ползвателите на преносната мрежа по т. 2 “б”;

13. всеки получател на доклада за предложение изпраща писмено своето съгласие или аргументите за своето несъгласие до координатора на изпитанията не по-късно от две седмици от получаването на доклада;

14. в случай на неодобрение от един или повече получатели комисията за изпитанията провежда заседание във възможно най-кратък срок, за да прецени възможността за промени в изпитанията, които да удовлетворяват направените възражения;

15. ако предложените системни изпитания може да бъдат променени, комисията за изпитанията подготвя ревизиран доклад не по-късно от две седмици след своето заседание за разглеждане на отговорите на доклада за предложение и го изпраща на страните по т. 12;

16. ако докладът за предложение/ревизиран доклад за предложение бъде одобрен от всички получатели, в двуседмичен срок комисията за изпитанията представя на оператора на електроенергийната система и на ползвателите на преносната мрежа по т. 2 “б” програма (“програма за изпитанията”), която съдържа:

а) времеви график;

б) последователност на превключванията;

в) списък на персонала, участващ в провеждането на изпитанията;

г) средства за регистрация и наблюдение;

д) средства за комуникация;

е) мерки по безопасност;

ж) други въпроси, които комисията счита за необходими;

17. програмата за изпитанията задължава всички страни по т. 12 да действат в съответствие с условията на тази програма във връзка с предложените изпитания;

18. всички проблеми във връзка с предложените системни изпитания, които възникнат след издаването на програмата за изпитания, незабавно се изпращат писмено до координатора на изпитанията. Ако координаторът реши, че тези проблеми налагат промяна или отлагане на изпитанията, той незабавно уведомява писмено страните по т. 12;

19. ако в деня на провеждане на системните изпитания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните по т. 12 прецени за необходимо да отложи или отмени началото на изпитанията, съответната страна уведомява незабавно координатора на изпитанията за основанията на това искане. Координаторът на изпитанията отлага или отменя началото на изпитанията и договаря със страните по т. 12 друго подходящо време за провеждане на системните изпитания. Ако координаторът на изпитанията не може да постигне такава договореност, той организира заседание на комисията за изпитанията възможно най-скоро, за да съгласува друго подходящо време за провеждане на изпитанията;

20. когато някоя от страните по тези правила откаже да участва в системни изпитания или не изпълни поетите задължения, което не позволява провеждането на планирани системни изпитания, операторът на електроенергийната система сезира ДКЕР. Държавната комисия за енергийно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни. ДКЕР уведомява комисията за изпитанията и страните по т. 12 за своето решение;

21. не по-късно от три месеца от провеждане на системните изпитания, освен ако не е договорено друго, операторът на електроенергийната система изпраща писмен доклад (“заключителен доклад”) до комисията за изпитанията;

22. Заключителният доклад включва:

- а) описание на тестваните съоръжения;
- б) програмата на проведените изпитания;
- в) получените резултати;
- г) заключения и препоръки;

23. комисията за изпитанията обсъжда и одобрява заключенията и препоръките от заключителния доклад не по-късно от един месец от неговото представяне, след което се разпуска;

24. в определени случаи, по преценка на оператора на електроенергийната система, предварително уведомление за провеждането на системни изпитания може да бъде дадено по-малко от шест месеца преди планираното начало на изпитанията. В този случай, след консултация с ползвателите на преносната мрежа по т. 2 “б”, операторът на електроенергийната система съставя времеви график за процедурите от т. 4 до т. 17.

Глава десета НЕПРЕДВИДЕНИ ОБСТОЯТЕЛСТВА

Чл. 198. При възникване на обстоятелства, които не са предвидени в тези правила, операторът на електроенергийната система провежда спешно и на добра воля консултации с всички засегнати ползватели на преносната мрежа, с

цел постигане на споразумение по отношение на това, което трябва да бъде извършено, съобразно тези обстоятелства.

Чл. 199. (1) Ако в кратък срок не се постигне споразумение между оператора на електроенергийната система и засегнатите ползватели на преносната мрежа по отношение на необходимите действия, операторът на електроенергийната система определя тези действия в случаите, когато се застрашават сигурността и безопасността на електроенергийната система или се засягат интересите на други ползватели.

(2) Когато операторът на електроенергийната система извършва такава определяне, той отчита, доколкото е възможно, позициите, изразени от засегнатите ползватели на преносната мрежа.

Чл. 200. Всеки ползвател на преносната мрежа е длъжен да изпълнява всички разпореждания, дадени му от оператора на електроенергийната система след такава определяне, при условие, че те са съвместими с техническите параметри на неговите съоръжения.

Глава единадесета КОНТРОЛ ЗА СПАЗВАНЕТО НА ПРАВИЛАТА

Чл. 201. Когато ползвател на преносната мрежа не може да изпълни условия на правилата за управление на електроенергийната система, той трябва:

1. незабавно да информира оператора на електроенергийната система за това;
2. да подаде молба до ДКЕР с копие до оператора на електроенергийната система за освобождаване от задължение за изпълнението на определени условия, като посочи причините за това искане, както и сроковете, в които ще бъде в състояние да изпълни тези условия.

Чл. 202. Молбата за освобождаване от задължение съдържа:

1. условието/условията на правилата за управление на електроенергийната система, които засегнатият ползвател не изпълнява;
2. точното определяне на съоръженията или системите на ползвателя, за които се иска освобождаване от задължение;
3. причините за неизпълнение на посочените условия и възможните последици от това неизпълнение за други ползватели и за безопасността, качеството и сигурността на работата на електроенергийната система;
4. датата, до която съответните условия ще бъдат изпълнени.

Чл. 203. ДКЕР своевременно разглежда молбата и ако прецени за необходимо, може да изиска становище от оператора на електроенергийната система.

Чл. 204. (1) ДКЕР взема решение за освобождаване от задължение на съответния ползвател по посочените в молбата условия от правилата за управление на електроенергийната система, ако:

1. искането на засегнатия ползвател е основателно;
2. няма отрицателно въздействие върху безопасността, качеството и сигурността на работата на електроенергийната система;
3. не предизвиква допълнителни разходи за работата на преносната мрежа;
4. не засяга други ползватели на преносната мрежа.

(2) С решението за освобождаване от задължение на съответния ползвател ДКЕР определя:

1. условията на правилата за управление на електроенергийната система, за които се дава разрешение за освобождаване от задължение на съответния ползвател на преносната мрежа;

2. съоръженията или системите на ползвателя, за които се дава разрешение за освобождаване от задължение;

3. основанията, поради които дава съответното разрешение;

4. срока, за който е издадено разрешението за освобождаване от задължение.

(3) Когато не са изпълнени условията по ал. 1, т. 3, ДКЕР отказва освобождаването от задължение и уведомява засегнатата страна и оператора на електроенергийната система за мотивите за отказ.

Чл. 205. ДКЕР уведомява оператора на електроенергийната система за решението за освобождаване от задължение на ползвател на преносната мрежа.

Чл. 206. Операторът на електроенергийната система е длъжен:

1. да води регистър за разрешенията за освобождаване от задължение на ползвателите на преносната мрежа;

2. да предоставя информация от този регистър при поискване от ползвател на преносната мрежа.

Чл. 207. Ползвателите на преносната мрежа и операторът на електроенергийната система имат право да поискат от ДКЕР преразглеждане на разрешенията за освобождаване от задължение при настъпване на промени в обстоятелствата, при които тези разрешения са дадени.

Чл. 208. Контролът за спазване на тези правила е част от контрола за изпълнение на условията на издадените от Държавната комисия за енергийно регулиране лицензии.

Чл. 209. Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на разпоредбите на тези правила, се отнасят за решаване от Държавната комисия за енергийно регулиране по реда на Закона за енергетиката.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§1. По смисъла на тези правила:

1. “Аварийен коридор” (коридор за възстановяване, коридор) е съвкупност от електрически съоръжения, които осигуряват пренасянето на електрическа енергия от стартов източник до ТЕЦ или АЕЦ за захранване на собствените им нужди или до потребител нулева или първа категория в процеса на възстановяване на електроенергийната система.

2. “Автоматично повторно включване” е устройство или вградена функция на релейната защита на електропроводи 110 kV, 220 kV, 400 kV и 750 kV, която автоматично включва изключените от релейна защита елементи.

3. “Автоматично честотно отделяне” е автоматично разделяне на електроенергийната система на предварително определени части около термичните централи, при понижаване на честотата под определена стойност. В случай, че честотата не се възстанови, електрическите централи се отделят от мрежата и захранват единствено собствените си нужди.

4. “Автоматично честотно разтоварване” е автоматично изключване на предварително определени товари в разпределителните мрежи и в мрежите на ползватели, присъединени към преносната мрежа, при понижаване на честотата. Разтоварването се извършва на степени в диапазона от 49,0 Hz до 48,0 Hz.

5. “Адекватност” е способност на електроенергийната система да захранва потребителите с електрическа енергия непрекъснато, като се имат

предвид плановите и основателно очакваните непланови изключения на елементи от електроенергийната система. Адекватността е елемент на надеждността.

6. “Активна мощност” е реална съставляваща на пълната електрическа мощност, която може да бъде превръщана в друг вид мощност, например механична, топлинна, химическа, светлинна, акустична.

7. “Балансиране на търговски участник” е компенсиране на разликата между количествата потребена/произведена енергия и количествата по графици за доставка съгласно сключените договори, чрез доставяне на недостигаща им енергия или приемане на излишната енергия по отношение на планираните количества съгласно графици им за работа.

8. “Балансираща група” е обединяване на ползвателите, което обхваща произволни части от електроенергийната система, точно определени по отношение на местата на обмен на електрическа енергия с преносната мрежа и/или други балансиращи групи.

9. “Блочен трансформатор” (генераторен трансформатор) е трансформатор, който свързва електрическия генератор към преносната мрежа.

10. “Висши хармонични съставлящи на периодична променлива величина” представляват синусоидални величини с честота, кратна на основната честота 50 Hz. Наличието, броят и амплитудите им са показател за несинусоидалността на периодичната променлива величина

11. “Вторично регулиране” е централизирано автоматично управление на генераторни блокове в контролния блок, базирано на използване на резерва за вторично регулиране за:

а) поддържане на обмените на активна мощност със съседните контролни блокове и честотата в съответствие с планираните графици;

б) възстановяване на плановата стойност на честотата в случаите на отклонения, причинени от загуба на генериращи мощности/товари в контролния блок.

12. “Генераторен блок” е комплект от турбина (заедно с принадлежащите ѝ системи за управление), електрически генератор (заедно с принадлежащите му системи за управление) и блочен трансформатор.

13. “Динамична устойчивост” е способност на електроенергийната система или на синхронен генератор след късо съединение или големи смущения, преминавайки през затихващ преходен процес да се връща в устойчиво състояние, близко до предходното.

14. “Защитен план” е съвкупността от технически и организационни мерки за препятстване възникването или разпространението на смущения и повреди, за да се избегне разпадане на електроенергийната система.

15. “Зона на нечувствителност на турбинен регулатор” е зона, в която турбинният регулатор не реагира на отклоненията на честотата от настроената стойност. Определя се от конструктивните неточности на турбинния регулатор и не трябва да бъде по-голяма от ± 10 mHz.

16. “Зона на регулиране” (контролна зона) е свързана част от обединената електроенергийна система на УСТЕ (обикновено обхващаща преносната мрежа на електрическа компания или на държава), физически ограничена от местата на измерване на обмените на мощност и енергия със съседните електроенергийни системи, управлявана от един оператор на електроенергийна система. Зоната на регулиране може да бъде част от

контролен блок и трябва да разполага с централен регулатор на честотата и обменните мощности.

17. “Коефициент на готовност” е:

$$K_r = T_{\text{раб}} / (T_{\text{раб}} + T_{\text{неразп}}),$$

където:

$T_{\text{раб}}$ е времето на работа на генераторен блок през разглеждания период;
 $(T_{\text{раб}} + T_{\text{неразп}})$ - сумата от времето на работа и времето на неразполагаемост на генераторен блок поради непланов ремонт.

18. “Контролен блок” е свързана част от обединената електроенергийна система на УСТЕ (обикновено обхващаща преносната мрежа на електрическа компания или на държава), физически ограничена от местата на измерване на обмените на мощност и енергия със съседните електроенергийни системи. Управлява се от един оператор, съставен е от една или повече зони на регулиране и разполага с централен регулатор на честотата и обменните мощности.

19. “Краткосрочен ремонт” е ремонт, който е извън периодично планираните и не надвишава по продължителност 7 денонощия.

20. “Критерий за сигурност n - 1” е правило, в съответствие с което при изключване на единичен елемент на електроенергийната система вследствие на повреда (например преносен електропровод, трансформатор, генераторен блок или шинна система) елементите, оставащи в работа, трябва да бъдат в състояние да пренесат променените потоци на мощност в преносната мрежа, причинени от изключването на единичния елемент.

21. “Критерий за сигурност n - 2” е правило, в съответствие с което при изключване на два елемента на електроенергийната система вследствие на повреда елементите, оставащи в работа, трябва да бъдат в състояние да пренесат променените потоци на мощност в преносната мрежа, причинени от изключването на двата елемента.

22. “Лице, отговорно за балансирането” е лице, регистрирано за участие на пазара на балансираща енергия по реда на Правилата за търговия с електрическа енергия, което осъществява координация между всички участници в дадена балансираща група по силата на договор, сключен между тях.

23. “Мъртва зона” на турбинен регулатор е умишлено настроен диапазон на честотата, в който турбинният регулатор не реагира при отклонения на честотата от плановата (настроената) стойност.

24. “Надеждност” е обща техническа характеристика на електроенергийната система, която показва възможността да бъде доставяна електрическа енергия на потребителите при установените стандарти и в необходимите количества.

25. “Напрежение с обратна последователност” е една от трите симетрични съставляващи на напрежението, която съществува само в несиметрична трифазна система от синусоидални напрежения и се определя чрез следния комплексен математически израз:

$$U_2 = 1/3 (\underline{U}_{L1} + a^2 \underline{U}_{L2} + a \underline{U}_{L3}),$$

където:

a е оператор за завъртане на 120 градуса;

\underline{U}_{L1} , \underline{U}_{L2} и \underline{U}_{L3} са комплексни изражения на трите фазни напрежения.

26. “Несиметричност на напреженията” за трифазна система е нееднаквост по модул и/или изместване между векторите на трите фазни напрежения на ъгъл различен от $\pm 120^\circ$ електрически.

27. “Номинална мощност” е мощност, посочена в техническия паспорт на електрическата машина/генераторен блок. Ако номиналната мощност не може да бъде определена ясно по този документ, стойността на мощността, която може да бъде постигната при нормални експлоатационни условия, трябва да бъде определена като номинална за тази електрическа машина/генераторен блок.

28. “Оператор на електрическа централа” е физическо лице, което осъществява дейности по оперативното управление на централата.

29. “Отговорник по безопасността” е длъжностно лице, отговорно за координирането и прилагането на мерки по безопасност, когато се извършват работи, изискващи обезопасяване на електрическите съоръжения.

30. “Островен режим” се реализира от генераторните блокове при разделянето на електроенергийната система на несинхронно работещи части. Генераторните блокове захранват товарите (включително собствените си нужди), регулират честотата и напрежението в частта от електроенергийната система, в която работят.

31. “План за възстановяване” е съвкупност от технически и организационни мерки за възстановяване на нормалната работа на електроенергийната система след частично или пълно разпадане.

32. “Ползвател на преносната мрежа” е физическо или юридическо лице, собственик на системи за производство, разпределение или преобразуване на електрическа енергия, присъединено към преносната мрежа, или търговец на електрическа енергия, което ползва преносната мрежа и системните услуги на оператора на електроенергийната система въз основа на сключен договор с преносното предприятие.

33. “Принцип на далечно резервиране” на релейните защиты на даден обект е наличието на релейна защита, разположена на съседен обект, която действа с нарочно закъснение, при същите видове повреди.

34. “Принцип на пълно близко резервиране” на релейните защиты на даден обект е наличието на повече от един начин (или средство) за изпълнение на изисквана функция.

35. “Първично регулиране на честотата” (първично регулиране) е автоматична децентрализирана функция на турбинните регулатори на синхронизираните към електроенергийната система генераторни блокове, която поддържа баланса между производството и потреблението. Първичното регулиране променя изходящата мощност на генераторните блокове в зависимост от отклоненията на честотата в синхронната зона.

36. “Системна грешка” е моментната разлика между действителната и зададената стойност на обмените на контролната зона в съответствие с мрежовата характеристика на тази контролна зона и отклонението на честотата спрямо планираната.

37. “Разчетен координационен център” е административна структура, упълномощена от контролните блокове да изпълнява разчетни функции, което обхваща следните дейности:

а) архивиране и проверка на графици за обмени между контролните блокове във фазата на планирането;

б) архивиране на данни от електромерите на електропроводите между контролните блокове за изчисляване стойностите на електроенергийните обмени;

в) наблюдение в реално време на определени електропроводи между контролни блокове;

г) изчисляване на нежеланите отклонения от графиците за обмени;

д) изчисляване на графиците на компенсационните програми за всеки контролен блок;

е) контролира качеството на системната честота и задава график по честота.

38. “Реактивна мощност” е имагинерна съставляваща на пълната мощност, която създава и поддържа електрическите и магнитните полета в променливотоковите електрически машини. Реактивната мощност се произвежда от генераторите, синхронните компенсатори, статичните компенсатори и кондензаторите, свързани към мрежата.

39. “Регулираща енергия на електроенергийната система” дефинира реакцията на всеки контролен блок при промяна на системната честота в следствие на големи смущения.

40. “Режим на самостоятелна работа със захранване на собствените нужди” се реализира от генераторните блокове при изключването им от електроенергийната система, като остават в работа за захранване на собствените си нужди.

41. “Системен стабилизатор” (стабилизатор, схема за стабилизиране) е елемент на автоматичните регулатори на напрежение на синхронните генератори и е предназначен за демпфериране на колебанията на активната мощност в честотния диапазон от около 0,25 Hz до 3,0 Hz.

42. “Системна авария” е случай на нарушаване на системните параметри, разделяне на електроенергийната система на несинхронно работещи части или загуба на напрежение на цялата преносна мрежа или части от нея, при което има потребители лишени от захранване.

43. “Системни услуги” са услуги, необходими за правилната работа на електроенергийната система, които се осигуряват от оператора на електроенергийната система и определят сигурността и качеството на снабдяване с електрическа енергия.

44. “Смущение” е непланирано събитие, което предизвиква изменение в нормалните условия на работа на електроенергийната система.

45. “Собствени нужди на генераторен блок” е електрическа мощност/енергия необходима за работата на спомагателните съоръжения на генераторния блок.

46. “Статична устойчивост” е способност на електроенергийната система или на синхронен генератор да се връща в предходно устойчиво състояние след малко смущение.

47. “Третично регулиране” (третично управление) е автоматична или ръчна промяна на работните точки на генераторните блокове, за да бъде възстановен необходимият резерв за вторично регулиране в необходимото време.

48. “Третичен резерв” (минутен резерв) е мощност, която може да бъде активирана автоматично или ръчно, за да осигури необходимия резерв за вторично регулиране. Този резерв трябва да бъде използван по начин, който ще съдейства за възстановяването на диапазона за вторично регулиране, когато е

необходимо. Възстановяването на диапазона за вторично регулиране трябва да се осъществи до 15 минути.

49. “Тясно място в преносната мрежа” е част от електрическата мрежа, включващо един или няколко елемента, чиято сумарна пропускателна способност при отчитане на критериите за сигурност по чл. 12 е по-ниска от електрическата мощност, която е необходимо да бъде пренесена през тази част от електрическата мрежа.

50. “Управление на напреженията и реактивните мощности” (регулиране на напреженията и реактивните мощности) е поддържането на определен профил на напреженията в преносната мрежа чрез балансиране на реактивната мощност на преносната мрежа и ползвателите.

51. “Условие “вземаш или плащаш” е условие от дългосрочен договор за изкупуване на електроенергия, сключен между обществения доставчик и инвеститор, собственик на електрическа централа. Съгласно това условие общественият доставчик е длъжен да изкупува предварително определени минимални количества електроенергия всеки месец. В случай, че не ги изкупи по своя вина, общественият доставчик ги заплаща на инвеститора.

52. “Устойчивост” е общ термин за статична или динамична устойчивост. Означава способността на електроенергийната система да поддържа синхронната работа на генераторите.

53. “Фактор на мощността ($\cos \phi$)” е отношението на активната към пълната мощност.

54. “Черен старт” е способност на генераторен блок или електрическа централа да възстановят работата си без захранване на собствените си нужди от външен източник;

55. Използваните съкращения и абривиатури са както следва:

Съкращение	Определение
АПАХ	Автоматика за прекратяване на асинхронен ход
АПВ	Автоматично повторно включване
АРВ	Автоматичен регулатор на възбуждането на синхронен генератор
АЧО	Автоматично честотно отделяне
АЧР	Автоматично честотно разтоварване
ЕЕС	Електроенергийна система
ЗПН	Защита от повишено напрежение
САОН	Система за автоматично ограничаване на натоварването
САРЧМ	Система за автоматично регулиране на честотата и обменните мощности
СН	Собствени нужди (на генераторен блок, електрическа централа или подстанция)
УРОП	Устройство за резервиране на отказ на прекъсвач
SCADA	Система за управление и събиране на данни (Supervisory Control and Data Acquisition)
UCTE	Съюз за координиране на преноса на електрическа енергия (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)

ЗАКЛЮЧИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 2. Правилата за управление на електроенергийната система са изготвени на основание чл. 83, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката и са приети от Държавната комисия за енергийно регулиране на основание чл. 21, т. 7 от Закона за енергетиката с решение № П-2/04.06.2004 г., т. 3.