



ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА
ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

БЮЛЕТИН

ЧАСТ I

1
2007

**ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА
ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

БЮЛЕТИН

Година 6

Брой 1, част I /2007

СЪДЪРЖАНИЕ

НАРЕДБА

за регулиране на цените на електрическата енергия

(Обн., ДВ, бр. 17 от 2 март 2004 г.,

изм., бр. 62 от 31 юли 2007 г.)

5

НАРЕДБА

за регулиране на цените на топлинната енергия

(Обн., ДВ, бр. 55 от 25 юни 2004 г.,

изм., бр. 61 от 27 юли 2007 г.)

27

НАРЕДБА

за регулиране на цените на природния газ

(Обн., ДВ, бр. 55 от 25 юни 2004 г.,

изм., бр. 64 от 7 август 2007 г.)

41

НАРЕДБА

**за формата, съдържанието, условията и реда за издаване
на сертификати за произход на електрическа енергия,
произведена от възобновяеми енергийни източници
и/или по комбиниран начин**

(Обн., ДВ, бр. 41 от 22 май 2007 г.)

57

ПРАВИЛА

**за условията и реда за достъп до електропреносната
и електроразпределителните мрежи**

(Обн., ДВ, бр. 56 от 10 юли 2007 г.)

67





ПРАВИЛА

за управление на електроенергийната система

(Обн., ДВ, бр. 68 от 21 август 2007 г.)

74

ПРАВИЛА

за управление на електроразпределителните мрежи

(Обн., ДВ, бр. 66 от 14 август 2007 г.)

185

ПРАВИЛА

за измерване на количеството електрическа енергия

(Обн., ДВ, бр. 38 от 11 май 2007 г.)

221

ПРАВИЛА

за предоставяне на достъп до газопрееносната

и/или газоразпределителните мрежи

(Обн., ДВ, бр. 45 от 8 юни 2007 г.)

238

ПРАВИЛА

за търговия с природен газ

(Обн., ДВ, бр. 45 от 8 юни 2007 г.)

244

МЕТОДИКА

за отчитане изпълнението на целевите показатели

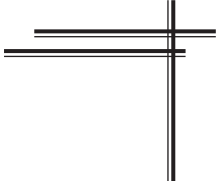
за качество на електрическата енергия и качество

на обслужването на разпределителните предприятия

и обществените снабдители/крайни снабдители

(Протоколно решение на ДКЕВР № 110 от 29 май 2007 г., т. 2)

261



CONTENTS

ORDINANCE

on regulating the prices of electricity

*(Promulgated, SG No 17 of 2 March 2004,
amended, No 62 of 31 July 2007)*

5

ORDINANCE

on regulating the prices of heat energy

*(Promulgated, SG No 55 of 25 June 2004,
amended, No 61 of 27 July 2007)*

27

ORDINANCE

on regulating the prices of natural gas

*(Promulgated, SG No 55 of 25 June 2004,
amended, No 64 of 7 August 2007)*

41

ORDINANCE

on the format, content, terms and conditions for issuing of guarantees of origin of electricity generated from renewable energy resources and/or combined generation

(Promulgated, SG No 41 of 22 May 2007)

57

RULES

for the terms and procedures for access to the electricity transmission network and the electricity distribution networks

(Promulgated, SG No 56 of 10 July 2007)

67

RULES

for operation of the electricity system

(Promulgated, SG No 68 of 21 August 2007)

74

RULES

for operation of the electricity distribution networks

(Promulgated, SG No 66 of 14 August 2007)

185

RULES

for electricity quantity metering

(Promulgated, SG No 38 of 11 May 2007)

221



RULES

for providing access to the natural gas transmission network and/or the natural gas distribution networks

(Promulgated, SG No 45 of 8 June 2007)

238

RULES

for trading with natural gas

(Promulgated, SG No 45 of 8 June 2007)

244

METHODOLOGY

for reporting of the fulfilment of the aim quality indicators for electricity and for quality for serving from the distribution companies and the public providers/end suppliers

(Protocol resolution of SEWRC No 110 of 29 May 2007, p. 2)

261

НАРЕДБА

за регулиране на цените на електрическата енергия

Обн., ДВ, бр. 17 от 2 март 2004 г.,
изм., бр. 62 от 31 юли 2007 г.

Г л а в а п ъ р в а

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) (Доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) С наредбата се определят методите за регулиране на цените на електрическата енергия, правилата за тяхното образуване или определяне и изменяне, редът за предоставяне на информация за внасяне на предложенията за цените и за тяхното утвърждаване или определяне на цените.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) С наредбата се определя начинът за компенсиране на невъзстановяемите разходи, както и на разходите, произтичащи от задължения към обществото по Закона за енергетиката.

(3) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) С наредбата се определят критериите за определяне на добавките при преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници и от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

(4) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) С наредбата се определят условията и редът за заплащане на цените за пренос на количествата електрическа енергия, постъпили в електропреносната мрежа или потребени от мрежата, както и цените за достъп до електропреносната мрежа.

Чл. 2. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) По реда на наредбата се регулират цените, по които:

1. (отменена от 01.07.2007 г.) производителите продават електрическа енергия на обществения доставчик и/или на обществените снабдители;

2. (отменена от 01.07.2007 г.) общественият доставчик продава електрическа енергия на обществените снабдители и на потребители, присъединени към преносната мрежа;

3. (в сила от 01.07.2007 г.) производителите в рамките на определената им от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък “комисията”, разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 17а от Закона за енергетиката продават електрическа енергия на крайните снабдители и/или на обществения доставчик;

4. (в сила от 01.07.2007 г.) общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 17а от Закона за енергетиката електрическа енергия;

5. (отменена от 01.07.2007 г.) обществените снабдители продават електрическа енергия на потребители, присъединени към съответните разпредели-

телни мрежи, или на други обществени снабдители;

6. (в сила от 01.07.2007 г.) крайните снабдители продават електрическа енергия на битови потребители и предприятия с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 19,5 млн. лв.;

7. производителите и преносното предприятие, съответно общественият доставчик и разпределителните предприятия, продават, съответно купуват, електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по преноса, съответно по разпределението;

8. се заплаща за пренос на електрическа енергия през съответните електропреносна и/или електроразпределителни мрежи, с изключение на цените за транзитен пренос;

9. се осъществява присъединяване към електропреносната и/или електроразпределителните мрежи;

10. се заплаща за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи.

Чл. 3. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) За осъществяване на правомощията си по ценовото регулиране комисията извършва текущо наблюдение върху дейността на енергийните предприятия и регулаторни прегледи.

(2) Текущото наблюдение от комисията върху дейността на енергийните предприятия включва анализ и оценка на информацията за отчетните им резултати по време на текущия ценови период, представена съгласно индивидуални и/или общи указания за всички лицензианти, в т.ч.:

1. анализ и оценка на отчетното общо финансово състояние на енергийното предприятие;

2. анализ и оценка на прогнозните технически и икономически показатели, утвърдени в цените, и отчетените за периода;

3. анализ и оценка на постигнатите показатели за качество;

4. регулаторен одит, по решение на комисията, за прилагането на правилата по чл. 5, включително финансовите резултати от регулираната дейност.

(3) Регулаторните прегледи включват:

1. анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозна информация за следващия ценови период, предоставена от енергийните предприятия, производителите, обществения доставчик, преносното предприятие, електроенергийния системен оператор, обществените снабдители/крайните снабдители и разпределителните предприятия;

2. утвърждаване на:

а) прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обосноваването на разходите за дейностите по съответните лицензии и възвръщаемост на капитала;

б) продължителността на регулаторния период при регулиране чрез стимули, както и стойностите на ценообразуващите елементи, въз основа на които енергийните предприятия предлагат за утвърждаване цени за следващ ценови

период в рамките на регулаторния период.

Чл. 4. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Комисията прилага следните основни методи на ценово регулиране:

1. “Норма на възвръщаемост на капитала” (“разходи плюс”) с регулаторен период не по-кратък от една година, при който комисията след регулаторен преглед утвърждава цени въз основа на утвърдени необходими приходи, включващи прогнозни икономически обосновани разходи и възвръщаемост, както и прогнозни количества; следващ регулаторен преглед се извършва по указания на комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и действителните разходи и/или възвръщаемост в зависимост от резултатите по чл. 3, ал. 2; по време на регулаторния период цените могат да бъдат променяни при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие;

2. регулиране чрез стимули с регулаторен период от 2 до 5 години:

а) “Горна граница на цени”, при който комисията утвърждава цени на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и ги изменя в края на всяка година от регулаторния период по следната формула:

$$Ц_t = Ц_{(t-1)} \cdot (1 + И - X)_t,$$

където:

$Ц_t$ е цената за съответната година от регулаторния период, подлежаща на утвърждаване от комисията;

$И$ – индексът на инфлация за предходен отчетен период съобразно нейното влияние върху разходите на предприятието;

t – съответната година от регулаторния период;

X – коефициентът за подобряване на ефективността;

б) “Горна граница на приходи”, при който комисията утвърждава необходимите приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и ги изменя в края на всяка година от регулаторния период по следната формула:

$$НП_t = НП_{(t-1)} \cdot (1 + И - X)_t \pm Z,$$

където:

$НП_t$ са необходимите годишни приходи на енергийното предприятие за съответния ценови период от регулаторния период, подлежащи на утвърждаване от комисията;

$И$ е индексът на инфлация за предходен отчетен период съобразно нейното влияние върху разходите на предприятието;

t – съответната година от регулаторния период;
 X – коефициентът за подобряване на ефективността;

Z – абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за предишен ценови период; в случаите, когато прогнозните разходи са по-високи от отчетените, необходимите приходи се намаляват за следващия ценови период, и обратно – когато отчетените разходи са по-високи от прогнозните, необходимите приходи се увеличават с тази сума за следващия ценови период; корекцията със Z се прави за разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на потребителите.

(2) В допълнение към методите по ал. 1, т. 2 комисията прилага показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират с изпълнението на определените от комисията целеви показатели и разликата между прогнозните и реализираните инвестиции. Необходимите приходи се намаляват в съответствие с разликата между отчетеното неизпълнение на целевите показатели за качество и допустимото отклонение съгласно методика, утвърдена от комисията.

(3) Комисията определя цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници, в т. ч. от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 МВт, и по комбиниран начин от всяка централа на производителя за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, като определя преференциални цени за тази енергия.

Чл. 5. (1) Счетоводството на енергийните предприятия се осъществява и финансовите отчети се съставят в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

(2) За целите на регулирането енергийните предприятия водят счетоводна отчетност съгласно изискванията на чл. 37 от Закона за енергетиката.

(3) Правилата за осъществяването на счетоводната отчетност за целите на регулирането се приемат с решение на комисията.

(4) Правилата по ал. 3 представляват Единна система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, която осигурява стандартизиран подход в счетоводната система на енергийните предприятия.

(5) (Доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Формата и съдържанието на финансовите отчети за регулаторни цели са неразделна част от ЕССО.

(6) Енергийните предприятия прилагат ЕССО чрез сметкоплан, приет от комисията.

(7) Финансовите отчети за регулаторни цели се придружават от доклади и допълнителна информация, показваща спазването на всички разпоредби на наредбата, както и на показателите за изпълнението, свързани с качеството на услугите.

(8) Комисията дава задължителни указания за формата и съдържанието

на информацията, необходима за целите на ценообразуването.

(9) Правилата се изменят по инициатива на комисията или по предложение на енергийните предприятия.

(10) Правилата се прилагат от началото на календарната година, следваща датата на приемането им или на тяхното изменение.

Чл. 6. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Комисията може да утвърждава регулираните по наредбата цени по компоненти според дадени от нея указания:

1. цена за енергия в левове за мегаватчас или неговите производни;
2. цена за мощност/разполагаемост в левове за мегават/мегават по час или техните производни;
3. други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

(2) Комисията може да утвърждава общи цени за услугите, които включват като свои компоненти две или повече услуги с регулирани цени.

(3) Цените за присъединяване към мрежите могат да бъдат посочвани в левове в зависимост от заявената мощност, ниво на напрежение или други показатели.

Чл. 6а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Общественият доставчик, обществените снабдители и крайните снабдители могат да прилагат по-ниски от утвърдените или определените от комисията цени, при условие че това не води до кръстосано субсидиране между групите потребители.

Чл. 7. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Ползвателите с предоставена електрическа мощност 100 кВт и повече заплащат надбавка върху стойността на активната електрическа енергия в зависимост от използваната реактивна електрическа енергия при средномесечен фактор на мощността по-малък от 0,9 през дневната и върховата зона на денонощието.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Количеството използвана реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавка по ал. 1, е положителната разлика между количеството използвана реактивна електрическа енергия и производението на количеството използвана активна електрическа енергия и коефициент, съответстващ на средномесечния фактор на мощността, съгласно формулата:

$$E_{p\text{ пл}} = E_{p\text{ изп}} - 0,49 \cdot E_{a\text{ изп}},$$

където:

$E_{p\text{ пл}}$ е количеството реактивна електрическа енергия, за което са заплаща надбавката, кВарч;

$E_{p\text{ изп}}$ – количеството използвана реактивна електрическа енергия от потребителя по зони на денонощието, определена по отчетените показания на средството за търговско измерване на реактивна електрическа енергия, кВАрч;

0,49 – коефициент, съответстващ на средномесечен фактор на мощност-

та – косинус “фи”, равен на 0,9;

$E_{\text{а изп}}$ – количеството използвана активна електрическа енергия от потребителя по зони на денонощието, определена по отчетените показания на средството за търговско измерване на активна електрическа енергия, кВтч.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Ползвателите по ал. 1 заплащат надбавка за използваното количество реактивна електрическа енергия ($E_{\text{р пл}}$), определена по реда на ал. 2 по цена за 1 кВАрч, равна на 10 на сто от цената за 1 кВтч активна електрическа енергия от средната продажна цена на обществените/крайните снабдители за предходната календарна година.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Ползвателите по ал. 1 заплащат надбавка за отдаденото през цялото денонощие количество реактивна електрическа енергия, определено по показанията на средствата за търговско измерване, на цена за 1 кВАрч, равна на цената за 1 кВтч активна електрическа енергия от средната продажна цена на обществените/крайните снабдители за предходната календарна година.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Когато ползвателите по ал. 1 произвеждат електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници и/или по комбиниран начин, заплащането на отдаваната и потребляваната реактивна електрическа енергия се урежда с договора за продажба на електрическа енергия.

(6) Начините за измерване на количеството реактивна електрическа енергия са регламентирани в Правилата за измерване на количеството електрическа енергия съгласно чл. 83, ал. 1, т. 6 от Закона за енергетиката.

Чл. 8. (1) Комисията определя показатели за качество на енергията и качество на обслужването за всяка лицензионна дейност и техните годишни целеви нива.

(2) Показателите за качество на енергията и за качество на обслужването са елементи от лицензията.

(3) За целите на ценовото регулиране постигането на всеки от целевите показатели е мярка за цялостното изпълнение на лицензионната дейност от енергийното предприятие.

Чл. 9. (1) (Доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) За гарантиране интересите на потребителите комисията коригира необходимите приходи на енергийното предприятие за всеки ценови период от регулаторния период в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването през предходната година.

(2) (Доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) В случай че за даден ценови период средното изпълнение на показателите за качеството на енергията и за качество на обслужването от енергийното предприятие не достига целевите показатели, съответното ниво на изпълнение се отразява в намаление на необходимите приходи за следващия ценови период по методика, утвърдена от комисията.

Г л а в а в т о р а ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

Раздел I Ценообразуващи елементи

Чл. 10. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Утвърдените от комисията необходими годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала по следната формула:

$$\text{НП} = \text{Р} + (\text{РБА} \cdot \text{НВ}),$$

където:

НП са необходимите годишни приходи;

Р – утвърдените годишни разходи за дейността по лицензията;

РБА е утвърдената регулаторна база на активите;

НВ – нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Чл. 11. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Видовете разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност и могат да бъдат включени в необходимите приходи, се определят с указанията по чл. 5, ал. 8.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите по ал. 1, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие доказателства по чл. 11, ал. 3, на сравнителни анализи при използване на данни от националната и международната практика и като взема предвид резултатите от текущото наблюдение при отчитане принципите на регулирането по Закона за енергетиката.

(3) (Доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Комисията изисква от енергийното предприятие да представи обосновка и доказателства за всички или за отделни разходи, както и за връзката им с изпълнението на условията по лицензията.

(4) Извън разходите по ал. 1 цените могат да включват признати от комисията невъзстановяеми разходи, свързани с прехода към конкурентен енергиен пазар, както и разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) За целите на ценовото регулиране комисията не включва в утвърдените прогнозни разходи:

1. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) разходи, свързани с продажба на енергия по свободно договорени цени;

2. разходи, които не са свързани с извършването на лицензионната дейност;

3. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на потребителите, или разходи, които не са необхо-

дими за изпълнение на лицензионната дейност;

4. данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата;

5. санкции и/или глоби, наложени от държавни органи или от комисията, както и лихви за забавяне, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори.

Чл. 12. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Комисията признава като невъзстановяеми разходите, за които е установила безспорно, че произтичат от извършени инвестиции или сключени сделки преди влизането в сила на Закона за енергетиката и не могат да бъдат възстановени от енергийното предприятие поради създаването на конкурентен енергиен пазар. Тези разходи се компенсират чрез цените на всички потребители и се определят по следната формула:

$$HBP = A - B - C,$$

където:

HBP са признатите невъзстановяеми разходи, които се компенсират чрез цените на потребителите;

A – прогнозните годишни разходи за следващата година за покупка на електрическа енергия по дългосрочни договори, сключени преди влизането в сила на Закона за енергетиката;

B – прогнозните годишни приходи от продажба на пазара на електрическа енергия на същото количество електрическа енергия, закупено по дългосрочни договори, сключени преди влизането в сила на Закона за енергетиката;

C е годишният размер на разходите, които комисията приема, че може основателно да бъдат намалени в резултат на действия на енергийното предприятие за намаляване на неговите невъзстановяеми разходи.

(2) Общият размер на признатите от комисията невъзстановяеми разходи се включва в необходимите годишни приходи на преносното предприятие в утвърдената цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа.

(3) Разходите по ал. 2 се възстановяват като част от стойността на услугата от всички потребители на електрическа енергия въз основа на тяхното измерено потребление в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия.

(4) В случай че действителните приходи на енергийното предприятие осигуряват различен от прогнозния размер приходи за покриване на признатите невъзстановяеми разходи, разликата се отразява в утвърдените необходими приходи на енергийното предприятие за следващия ценови период.

Чл. 13. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Признатите от комисията разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото, се компенсират чрез цените, които заплащат всички потребители.

(2) Общият размер на признатите от комисията разходи, свързани със

задължения към обществото, се включва в необходимите годишни приходи на преносното предприятие в утвърдената цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа.

(3) Разходите по ал. 2 се възстановяват като част от стойността на услугата от всички потребители на електрическа енергия въз основа на тяхното измерено потребление.

(4) В случай че действителните приходи на енергийното предприятие осигуряват различен от прогнозния размер приходи за покриване на разходите, свързани със задължения към обществото, разликата се отразява в признатите необходими приходи на енергийното предприятие за следващия ценови период.

(5) Начинът за компенсиране на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото на съответните енергийни предприятия, и механизъмът, по който тези разходи се установяват по размер и се възстановяват на енергийните предприятия, които са ги претърпели, се определят в методика, утвърдена от комисията.

Чл. 14. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Утвърдената от комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и се изчислява по следната формула:

$$РБА = А - \Phi - А_m + ОК + И,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Φ – балансовата стойност на активите, които са придобити по безвъзмезден начин;

А_м – амортизацията, определена за регулаторни цели за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност;

ОК – необходимият оборотен капитал;

И – прогнозният среден номинален размер на инвестициите, одобрени от комисията, които ще бъдат извършени през регулаторния период, в случаите на регулиране по чл. 4, ал. 1, т. 2.

Чл. 15. (1) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала (СПЦК). Среднопретеглената цена на капитала е определена от комисията норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в утвърдената целева структура на капитала.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} \cdot \left(\frac{НВ_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} \cdot НВ_{ПК},$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

$Д_{СК}$ – дялът на собствения капитал в общия капитал;

$НВ_{СК}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

$ДС$ – корпоративният данък по Закона за корпоративното подоходно облагане, %;

$Д_{ПК}$ – дялът на привлечения капитал в общия капитал;

$НВ_{ПК}$ – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма.

Чл. 15а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Комисията утвърждава прогнозните количества за целите на ценообразуването, включително произведена или пренесена електрическа енергия, разполагаемост или консумирана мощност, въз основа на оценка на прогнозния електроенергиен баланс, представен от електроенергийния системен оператор по реда, предвиден в Правилата за управление на електроенергийната система и на прогнозните количества, представени от енергийните предприятия в съответствие с указанията по чл. 5, ал. 8.

Раздел II

Разпределяне на необходимите приходи по групи потребители. Тарифни структури (Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

Чл. 16. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от комисията различни тарифни структури по групи потребители, отразяващи разпределените необходими приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата.

(2) Групите потребители се утвърждават от комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак.

(3) Цените от тарифната структура могат да включват следните компоненти: цена за енергия, цена за мощност и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията.

Чл. 17. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Комисията може да определя

часови, сезонни и други тарифни структури за групите потребители по чл. 16, ал. 2 въз основа на техническа и икономическа обоснованост с оглед баланса на електрическите мощности.

(2) Методите на ценово регулиране чрез стимули се прилагат и към отделните цени от тарифните структури по ал. 1.

Чл. 18. (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

Раздел III

Образуване на цени. Заплащане на цени за пренос и за достъп до електропреносната мрежа (Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

Чл. 19. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цените на електрическата енергия, продавана от производители на обществения доставчик, на обществените снабдители/крайните снабдители или на преносното предприятие за компенсиране на технологичните разходи по преноса, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и на прогнозното количество нетна електрическа енергия.

(2) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цената може да включва компонентите: цена за мощност, цена за енергия, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията по чл. 5, ал. 8.

(3) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цените на производители с дългосрочни договори за продажба на електрическа енергия и разполагаемост, се образуват в съответствие с условията на дългосрочните договори, одобрени от комисията.

(4) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

(5) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

(6) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

Чл. 19а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници, се определя като не по-ниска от 70 на сто от средната продажна цена за предходната календарна година на обществените или крайните снабдители и добавка, определена от комисията съгласно приети от нея указания, по следните общи критерии, валидни за всички възобновяеми енергийни източници:

1. вида на технологията;
2. големината на инсталираната мощност;
3. наличния ресурс на първичния енергиен източник.

(2) За определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 МВт, комисията прилага и следните специални критерии:

1. наличие на горен изравнител, който позволява непрекъсната работа

на централата с номинална мощност най-малко два часа в денонощие;

2. наличие на долен изравнител за централите, които работят по зададен от министъра на околната среда и водите месечен график за използване на водите на комплексните и значимите язовири.

(3) За определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от вятърни електрически централи, комисията прилага и следния специален критерий – наличен ресурс на първичния енергиен източник при пълни ефективни годишни часове на работа на вятърните генератори:

1. до 2250 часа включително;
2. над 2250 часа.

(4) За определяне на добавката към преференциалните цени на електрическата енергия, произведена при прилагане на технологии, различни от посочените в ал. 2 и 3, комисията извършва анализ на:

1. инвестиционните разходи за типа технология;
2. разходите за производство според вида технология;
3. норма на възвръщаемост на капитала за всеки вид технология за използване на възобновяеми енергийни източници при съобразяване със специфичния риск.

Чл. 19б. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се определя съобразно приети от комисията указания на база индивидуалните разходи за производство и добавка по групи производители.

(2) Групите производители и добавките за всяка от тях се определят от комисията по следните критерии:

1. преобладаващ характер на основния топлинен товар – за технологични нужди или за отопление, климатизация и горещо водоснабдяване;
2. вид на използваното гориво;
3. технология на комбинираното производство;
4. мощност на централата/инсталацията.

Чл. 20. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цените при продажба на електрическа енергия от обществения доставчик на обществените снабдители/крайните снабдители, на разпределителните предприятия за компенсиране на технологичните разходи по разпределение и до 1 юли 2007 г. на потребители, присъединени към преносната мрежа, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за съответния регулаторен или ценови период.

(2) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цените могат да включват компонентите: цена за мощност, цена за енергия, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията.

(3) (Отм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

Чл. 21. (1) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цената за пренос на електрическа енергия по електропреносната мрежа, заплащана от всички ползватели, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество пренесена електрическа енергия за съответния регулаторен или ценови период.

(2) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цената може да включва компонентите: цена за мощност, цена за енергия, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Преносното предприятие възстановява чрез цената за пренос определените от комисията технологични разходи по преноса на електрическа енергия.

(4) (Нова – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Потребителите, присъединени към преносната мрежа, и ползвателите на преносната мрежа, които осъществяват износ на електрическа енергия, заплащат цената за пренос на преносното предприятие.

Чл. 21а. (Нова – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Цената за достъп до електропреносната мрежа, заплащана от всички ползватели на мрежата и от потребителите, снабдявани чрез преки електропроводи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи на електроенергийния системен оператор съгласно чл. 10 и прогнозното количество сумарна консумирана мощност (почасова) за съответния период.

(2) Цената може да включва компонентите: цена за мощност/разполагаемост, цена за енергия, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията.

(3) Потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, потребителите, снабдявани чрез преки електропроводи, и ползвателите на преносната мрежа, които осъществяват износ на електрическа енергия, заплащат цената за достъп до мрежата на електроенергийния системен оператор.

Чл. 22. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Цените при продажба на електрическа енергия от обществен снабдител на непривилегировани потребители, присъединени към разпределителните мрежи до 30 юни 2007 г., и от крайните снабдители на битовите потребители и предприятията с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 19,5 млн. лв., които не са се възползвали от правото си да избират лицето, от което закупуват електрическа енергия от 1 юли 2007 г., се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба.

(2) Цените могат да включват компонентите: цена за мощност, цена за енергия, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията по чл. 5, ал. 8.

(3) Необходимите приходи се изменят всяка година от регулаторния период с коефициент за инфлация, намален с коефициент за ефективност и с

разлики между прогнозни и действителни показатели за предишни ценови периоди.

Чл. 23. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Цената за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за разпределение.

(2) Цената може да включва компонентите: цена за мощност, цена за енергия, цена за достъп до разпределителната мрежа, цена за отчитане, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията.

(3) Необходимите приходи се изменят всяка година от регулаторния период с коефициент за инфлация, намален с коефициент за ефективност и с разлики между прогнозни и действителни показатели за предишни ценови периоди.

(4) Електроразпределителните предприятия възстановяват чрез цената за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа определените от комисията технологични разходи за съответната разпределителна мрежа.

Чл. 24. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цените по чл. 20 и 22 ежегодно при доказана необходимост се изменят в съответствие с промените в покупните цени на електрическата енергия.

Чл. 25. (1) Цените за присъединяване на производители са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на преносното или разпределителното предприятие. Ако присъединяването на производител изисква разширение и реконструкция на преносната или разпределителната мрежа, цената за присъединяването му включва и разходите за това разширение и реконструкция.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Цената за присъединяване на потребители се определя по групи потребители в зависимост от заявените максимална мощност и ниво на напрежение и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на потребителя се включват в съответната цена за присъединяване за съответната група.

(3) Цените за присъединяване на мрежа на разпределително предприятие към мрежата на преносното предприятие са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на преносното предприятие.

Чл. 26. (Изм., отм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г., в сила от 01.07.2007 г.) Цената за продажба на електрическа енергия между съседни обществени/крайни снабдители е равна на продажната цена на обществения доставчик.

Г л а в а т р е т а
РЕД ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ, ОПРЕДЕЛЯНЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИ
(Загл. изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

Чл. 27. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия подават заявления в комисията по утвърдени от нея образци за утвърждаване на:

1. необходими приходи и цени, както и всички свързани с тях показатели и коефициенти за изменението им по време на регулаторния период;
2. промяна в тарифната структура;
3. изменение на действащи цени;
4. друго, свързано с правомощията на комисията по ценовото регулиране.

(2) Заявленията по ал. 1 се подават не по-късно от 3 месеца преди изтичането на стария ценови период или влизането в сила на предлаганото изменение на действащи цени и/или тарифни структури.

Чл. 27а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Заявленията се проверяват за съответствие с изискванията на наредбата в 7-дневен срок от постъпването им.

(2) Когато се установи нередовност на заявлението, на заявителя се изпраща писмено съобщение за отстраняване на нередовностите в указан от комисията срок.

Чл. 28. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) За извършване на регулаторен преглед по чл. 3, ал. 3 лицензиантите – производители, обществен доставчик, преносно предприятие, електроенергиен системен оператор, обществени снабдители/крайни снабдители и разпределителни предприятия, към заявлението за утвърждаване на необходими приходи, цени и тарифни структури представят в комисията информация за 12-месечен отчетен период, наречен базисна година.

(2) Към заявлението по ал. 1 се прилагат:

1. годишен финансов отчет с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти;

2. финансово-счетоводна информация за базисната година в съответствие с чл. 5, ал. 5, 7 и 8;

3. технико-икономически данни, включително месечни отчети за продажбите през базисната година, както и всяка друга информация, свързана с предлаганите за утвърждаване цени, изисквана в съответствие с указанията на комисията по чл. 5, ал. 8;

4. информация по групи потребители за базисната година, включително брой на потребителите, продажби на енергия, приходи и данни за фактурирането;

5. други данни, които енергийното предприятие счита за необходимо да представи в подкрепа на подаденото заявление или изискани от комисията;

6. документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

(3) Документите по ал. 2 се представят в комисията на електронен и на

хартиен носител, заверени с подпис и печат на енергийното предприятие.

(4) Енергийните предприятия представят необходимите доказателства за достоверността на данните за информацията по ал. 2 в съответствие с указанията на комисията за образуването на цените по чл. 5, ал. 8.

(5) Със заявленията за утвърждаване на цени енергийните предприятия могат да предявяват искания за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи и на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, като прилагат съответните доказателства, обосноваващи искането им.

Чл. 28а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага метод на регулиране “норма на възвръщаемост на капитала”, могат да подават заявления за изменение на утвърдените цени преди изтичането на ценовия период при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

(2) Към заявленията за изменение на утвърдените цени се прилага необходимата информация за доказване на обстоятелствата по ал. 1.

(3) В случай че изменените по ал. 1 цени оказват влияние върху цени на други енергийни предприятия, комисията може да даде указания на тези предприятия да подадат заявление за изменение на утвърдените им цени. При неизпълнение на указанията комисията може служебно да измени тези цени.

(4) Решението за изменение на цените по ал. 3 не прекъсва регулаторния период.

Чл. 28б. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага методи на регулиране чрез стимули, подават заявление за утвърждаване на коригирани необходими приходи и цени за втория или следващите ценови периоди от регулаторния период.

(2) Заявлението по ал. 1 се подава не по-късно от 3 месеца преди изтичането на предходния ценови период.

(3) Към заявлението по ал. 1 се прилага информация в съответствие с указанията на комисията по чл. 5, ал. 8.

Чл. 29. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) В едномесечен срок преди подаване в комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени общественят доставчик на електрическа енергия и обществените снабдители/крайните снабдители с електрическа енергия оповестяват в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени.

Чл. 30. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Комисията в срок до два месеца след представяне на заявленията за утвърждаване и/или изменение на утвърдените цени, съответно за отстраняване на констатираните нередовности, на закрито заседание приема доклад на съответните длъжностни лица, насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад.

(2) Комисията оповестява доклада, датата и часа за провеждане на откритото заседание на страницата си в интернет.

(3) На откритото заседание комисията обсъжда с енергийните предприятия доклада по ал. 1 и определя срок за представяне на становища и писмена обосновка на направените на откритото заседание възражения до 5 дни от датата на откритото заседание.

Чл. 31. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) В 7-дневен срок от датата на откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема проект на решение и насрочва дата за обществено обсъждане по чл. 14 от Закона за енергетиката.

Чл. 32. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилага методът “норма на възвръщаемост на капитала”, проектът на решение, съответно решението по чл. 34, ал. 1, съдържа:

1. прогнозните и/или изменените необходими приходи на енергийните предприятия, включващи икономически обосновани разходи за дейностите по съответните лицензии, регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала и съответните цени;

2. прогнозните количества електрическа енергия и/или разполагаемост за следващия ценови период.

(2) В случай че извършените анализ и оценка на представената информация от енергийното предприятие по чл. 28а, ал. 1 и 2 не дават основание за изменение на утвърдените цени, комисията приема проект на решение, съответно решение по чл. 34, ал. 1, с което отказва да измени действащите цени.

(3) В случай че резултатите от текущото наблюдение върху дейността на енергийните предприятия не дават основание за промяна на утвърдените ценообразуващи елементи, комисията приема проект на решение, съответно решение по чл. 34, ал. 1, с което запазва действащите цени.

Чл. 32а. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилагат методите чрез стимули, проектът на решение, съответно решението по чл. 34, ал. 1, съдържа:

1. при започване на нов регулаторен период:

а) продължителността на следващия регулаторен период и нормата на възвръщаемост на капитала;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за първия ценови период;

в) прогнозните количества електрическа енергия и/или разполагаемост за първия ценови период;

г) цени за първия ценови период, включително по групи потребители и тарифна структура;

2. за всеки следващ ценови период в рамките на регулаторния период:

а) стойностите на показателите за корекции в съответствие с изискванията по чл. 4, ал. 1, т. 2;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за ценовия период в съответствие със стойностите по буква "а";

в) прогнозните количества електрическа енергия и/или разполагаемост за ценовия период;

г) цени за ценовия период, включително по групи потребители и тарифна структура.

(2) В случай че енергийно предприятие е направило искане за утвърждаване на групи потребители и тарифни структури, но не е обосновало искането си в представеното проучване за стойността на услугата по чл. 16, комисията може да откаже утвърждаването им.

(3) В случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 28б, комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

Чл. 33. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) Провеждането на процедура за обществено обсъждане по чл. 14 от Закона за енергетиката започва с оповестяване проекта на решение на страницата на комисията в интернет.

(2) Комисията обсъжда със заинтересуваните лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката проекта на решение и определя срок за представяне на становища по него не по-късно от 14 дни от датата на общественото обсъждане.

Чл. 34. (Изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) След приключване на процедурата за обществено обсъждане на закрито заседание комисията приема решение.

(2) С решението си по ал. 1 комисията определя и преференциалните цени по чл. 33, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(3) По преписки, които представляват фактическа и правна сложност, мотивите към решенията могат да бъдат приети до 10 дни от приемането на съответното решение.

(4) Комисията публикува решенията по ал. 1, съответно мотивите по ал. 3, на страницата си в интернет в 3-дневен срок от приемането им.

Чл. 35. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) (1) В срок до 7 дни след получаването на решенията за утвърждаване на нови цени общественият доставчик и обществените снабдители/крайните снабдители публикуват в средствата за масово осведомяване утвърдените им пределни цени, включително цените по тарифните структури, и цените, които ще прилагат по договорите с потребителите през следващия ценови период. В същия срок преносното предприятие, електроенергийният системен оператор и разпределителните предприятия публикуват в средствата за масово осведомяване утвърдените им цени.

(2) Новите цени се прилагат от 1-во число на месеца, следващ публикуването по ал. 1.

Чл. 36. (Нов – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) Лица, чиято дейност не подлежи на

лицензиране съгласно Закона за енергетиката, но извършват сделки по регулирани цени, подават заявления по чл. 27, ал. 1, които се разглеждат от комисията по реда на тази глава.

ДОПЪЛНИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 1. По смисъла на наредбата:

1. “Базисна година” е предходната календарна година или 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението, за която енергийното предприятие предоставя информация за лицензираната услуга, използвана като основа за определяне на цени.

2. “Електрическа енергия” е активната електрическа енергия.

3. “Реактивна електрическа енергия” е енергията, произведена и доставена от генераторите за определен период от време, способна да поддържа напрежението и електромагнитното поле, измервана във варчас и неговите производни.

4. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) “Коефициент за подобряване на ефективността” е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.

5. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) “Необходими приходи” са икономически обоснованите приходи, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество и постигане на определената възвръщаемост.

6. “Норма на възвръщаемост на капитала” е възвръщаемост на инвестирания капитал, изразена като процент от този капитал.

7. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) “Проучване на стойността за услугата” е проучване на разходите на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията по групи потребители и съпоставка с действителните или прогнозните приходи, получени от всяка група потребители при съществуващите или предлаганите цени.

8. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) “Регулаторна база на активите” е стойността на материалните и нематериалните активи, които едновременно се използват и имат полезен живот за предоставянето на услугата по лицензията.

9. “Полезен живот” е срокът, за който комисията приема, че даден актив може да бъде амортизиран.

10. “Регулаторен период” е периодът между два регулаторни прегледа.

11. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) “Структура на капитала” се характеризира от относителните дялове на собствения и на привлечения капитал в общия размер на капитала на енергийното предприятие.

12. (изм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.) “Средна продажна цена за обществените/крайните снабдители” е средната цена на електрическата енергия при

продажба на стопански и битови потребители за определен период от време, претеглено според относителния дял на потреблението им по съответните тарифни цени в общото потребление.

13. “Тарифна структура” е система от цени при продажба на електрическа енергия или предоставяне на услуга, приходите от които съответстват на необходимите приходи за съответната дейност.

14. “Тарифна цена” е всяка отделна цена от тарифната структура.

15. “Цена за енергия” е цената, чрез която се покриват променливите (зависещи от обема на производството, преноса, разпределението, снабдяването или доставката на електрическа енергия) разходи на енергийното предприятие.

16. “Цена за мощност/разполагаемост” е цената, чрез която се покриват постоянните (независещи от обема на производството, преноса, разпределението, снабдяването или доставката на електрическа енергия) разходи на енергийното предприятие и възвръщаемост на капитала.

17. (отм. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

18. “Ценови период” е период, през който цените остават непроменени от комисията – обикновено календарна година.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. С влизането в сила на наредбата се прилага методът “норма на възвръщаемост на капитала” за цените на всички енергийни предприятия с изключение на преференциалните цени.

§ 3. До 31 декември 2004 г. цените на електрическата енергия за потребителите се привеждат в съответствие с разходите за производство, пренос и разпределение на електрическата енергия, като се прилагат следните разпоредби:

1. Цените при продажба на електрическа енергия от обществения доставчик на непривилегировани потребители, присъединени към преносната мрежа, и цените при продажба на електрическа енергия от обществените снабдителни на потребители за стопански нужди, присъединени към разпределителните мрежи, са действащите цени.

2. Комисията определя цени на електрическата енергия за битови нужди от обществените снабдителни в съответствие с приетия от комисията примерен тригодишен график за изменение на цените за битови нужди.

3. Общественият доставчик продава електрическа енергия на обществените снабдителни по индивидуални цени по следната формула:

$$C_{и} = \frac{П_{п} - P_{д} - В - P_{пр}}{E_{од}},$$

където:

$\Pi_{\text{и}}$ е индивидуалната цена на обществен снабдител, лв./МВтч;
 $\Pi_{\text{п}}$ са приходите от продажби на потребители, присъединени към съответната разпределителна мрежа, лв.;

$P_{\text{д}}$ – разходите за дейността на електроразпределителното предприятие, лв.;

V е възвръщаемостта на капитала, лв.;

$P_{\text{пр}}$ са разходите на обществения снабдител за закупуване на енергия по преференциални цени, лв.;

$E_{\text{од}}$ е прогнозното количество купена енергия от обществения доставчик, МВтч.

4. Цената при продажба на електрическа енергия между съседни обществени снабдители е равна на средната продажната цена на обществения доставчик, определена по следната формула:

$$\Pi_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{е}} - P_{\text{пп}} - \Pi_{\text{п}} - \Pi_{\text{износ}}}{E_{\text{ос}}},$$

където:

$\Pi_{\text{ср}}$ е средната продажна цена на обществения доставчик, лв./МВтч;

$P_{\text{е}}$ са разходите на обществения доставчик за купена електрическа енергия от производители, лв.;

$P_{\text{пп}}$ – признатите разходи и възвръщаемост на преносното предприятие, лв.;

$\Pi_{\text{п}}$ – приходите от потребители, присъединени към преносната мрежа, лв.;

$\Pi_{\text{износ}}$ – приходите от износ съгласно сключени договори, лв.;

$E_{\text{ос}}$ е електрическата енергия за продажба от обществения доставчик на обществените снабдители, МВтч.

§ 4. От 1 януари 2005 г. се прилага методът на регулиране “Торна граница на приходи” за енергийните предприятия, получили лицензия за разпределение на електрическа енергия и за снабдяване с електрическа енергия на потребители, присъединени към разпределителните мрежи на съответната територия.

§ 5. За останалите енергийни предприятия комисията взема решение за прилагане на методи на регулиране чрез стимули.

§ 6. Комисията приема правилата за счетоводно отчитане по чл. 5 в срок до 6 месеца от влизането в сила на наредбата.

§ 7. Наредбата се приема на основание чл. 36, ал. 3 на Закона за енергетиката.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ
към Постановление № 167 от 19 юли 2007 г. за изменение и допълнение
на Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия
(Обн. – ДВ, бр. 62 от 2007 г.)

§ 47. (1) Когато през ценови период от първия регулаторен период, определен от комисията за дружествата, чиито цени се регулират чрез метода “горна граница на приходи”, е извършена промяна на утвърдените им цени, изменение на необходимите им годишни приходи и цени за следващия ценови период не се извършва. В тези случаи следващият ценови период започва да тече от датата на промяната.

(2) Аlineя 1 се прилага и в случаите, когато промяната в утвърдените цени е извършена преди влизането в сила на този параграф.

§ 48. Параграф 2 относно чл. 2, т. 1, 2 и 5 и § 32 се отменят от 1 юли 2007 г.

§ 49. Параграф 2 относно чл. 2, т. 3, 4 и 6 влиза в сила от 1 юли 2007 г.

НАРЕДБА

за регулиране на цените на топлинната енергия

Обн., ДВ, бр. 55 от 25 юни 2004 г.,
изм., бр. 61 от 27 юли 2007 г.

Г л а в а п ъ р в а

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) С наредбата се определят методите за регулиране на цените на топлинната енергия, правилата за тяхното образуване и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените.

(2) (Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

Чл. 2. По реда на наредбата се регулират цените:

1. (доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени потребители;

2. по които топлопреносните предприятия продават топлинна енергия на потребителите;

3. за присъединяване към топлопреносните мрежи.

Чл. 3. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) За осъществяване на правомощията си по ценовото регулиране Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък “комисията”, извършва текущо наблюдение върху дейността на производителите на топлинна енергия и на топлопреносните предприятия и регулаторни прегледи.

(2) Текущото наблюдение от комисията върху дейността на производителите на топлинна енергия и на топлопреносните предприятия включва анализ и оценка на информацията за отчетните им резултати по време на текущия ценови период, представена съгласно индивидуални и/или общи указания за всички лицензианти, в т.ч.:

1. анализ и оценка на отчетеното общо финансово състояние на енергийното предприятие;

2. анализ и оценка на прогнозните технически и икономически показатели, утвърдени в цените, и на отчетените за периода;

3. анализ и оценка на постигнатите показатели за качество;

4. регулаторен одит – по решение на комисията – за прилагане на правилата по чл. 5, включително финансовите резултати от регулираната дейност.

(3) Регулаторните прегледи включват анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозна информация за следващия ценови период, предоставена от производителите на топлинна енергия и от топлопреносните предприятия.

(4) След приключване на регулаторния преглед комисията утвърждава:

1. прогнозните необходими приходи и цените на производителите на топлинна енергия и на топлопреносните предприятия, включително икономически обоснованите разходи за дейностите по съответните лицензии и възвръщаемост на капитала;

2. продължителността на регулаторния период при регулиране чрез стимули, както и стойностите на ценообразуващите елементи, въз основа на които енергийните предприятия предлагат за утвърждаване цени за следващ ценови период в рамките на регулаторния период.

Чл. 4. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) Комисията прилага следните основни методи на ценово регулиране:

1. “Норма на възвръщаемост на капитала” (“разходи плюс”) с регулаторен период не по-кратък от една година, при който комисията след регулаторен преглед утвърждава цени въз основа на утвърдени необходими приходи, включващи прогнозни икономически обосновани разходи и възвръщаемост, както и прогнозни количества топлинна енергия; следващ регулаторен преглед се извършва по указания на комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и действителните разходи и/или възвръщаемост в зависимост от резултатите по чл. 3, ал. 2; по време на регулаторния период цените могат да бъдат изменяни при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие;

2. регулиране чрез стимули, при което регулаторният период е от 2 до 5 години:

а) “Горна граница на цени”, при който комисията утвърждава на енергийното предприятие цени за първата година от регулаторния период и ги изменя в края на всяка година от регулаторния период по следната формула:

$$Ц_t = Ц_{(t-1)} \cdot (1 + И - X)_t,$$

където:

$Ц_t$ е цената за съответната година от регулаторния период, подлежаща на утвърждаване от комисията;

$И$ – индексът на инфлация за предходен отчетен период съобразно нейното влияние върху разходите на предприятието;

t – съответната година от регулаторния период;

X – коефициентът за подобряване на ефективността;

б) “Горна граница на приходи”, при който комисията утвърждава необходимите приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и ги изменя в края на всяка година от регулаторния период по следната формула:

$$НП_t = НП_{(t-1)} \cdot (1 + И - X)_t \pm Z,$$

където:

$НП_t$ са необходимите годишни приходи на енергийното предприятие за съответния ценови период от регулаторния период, подлежащи на утвърждаване от комисията;

$И$ – индексът на инфлация за предходен отчетен период съобразно нейното влияние върху разходите на предприятието;

t – съответната година от регулаторния период;

X – коефициентът за подобряване на ефективността;

Z – абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за предишен ценови период; в случаите, когато прогнозните разходи са по-високи от отчетените, необходимите приходи се намаляват за следващия ценови период и обратно – когато отчетените разходи са по-високи от прогнозните, необходимите приходи се увеличават с тази сума за следващия ценови период; корекцията със Z се прави за разлики в разходите за покупка и продажба на топлинна енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на потребителите.

(2) В допълнение към методите по ал. 1, т. 2 комисията прилага показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се обвързват с изпълнението на определени от комисията целеви показатели и инвестиции. Необходимите приходи се намаляват в съответствие с разликата между отчетеното неизпълнение на целевите показатели за качество и допустимото отклонение съгласно методика, утвърдена от комисията.

Чл. 5. (1) Счетоводството на енергийните предприятия се осъществява и финансовите отчети се съставят в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

(2) За целите на регулирането енергийните предприятия водят счетоводна отчетност съгласно изискванията на чл. 37 ЗЕ.

(3) Правилата за осъществяване на счетоводната отчетност за целите на регулирането се приемат с решение на комисията.

(4) Правилата по ал. 3 представляват Единна система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, която осигурява стандартизиран подход в счетоводната система на енергийните предприятия.

(5) (Доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Формата и съдържанието на финансовите отчети за регулаторни цели са неразделна част от ЕССО.

(6) Енергийните предприятия прилагат ЕССО чрез сметкоплан, приет от комисията.

(7) Финансовите отчети за регулаторни цели се придружават от доклади и допълнителна информация, показваща спазването на всички разпоредби на наредбата, както и на показателите за изпълнението, свързани с качеството на услугите.

(8) Комисията дава задължителни указания за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването.

(9) Правилата по ал. 3 се изменят по инициатива на комисията или по предложение на енергийните предприятия.

(10) Правилата по ал. 3 се прилагат от началото на календарната година, следваща датата на приемането им или на тяхното изменение.

Чл. 6. (1) (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Комисията утвърждава цените на топлинната енергия като еднокомпонентни в левове за мегаватчас или неговите производни.

(2) Енергийните предприятия могат да договарят, предлагат и прилагат по-ниски от утвърдените или определените от комисията цени, при условие че това не води до кръстосано субсидиране.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Енергийните предприятия представят доказателства със заявлението си за утвърждаване на цени, че всеки елемент от цените е обоснован и може да бъде точно отчетен при изчисляването на крайните цени.

Чл. 7. (1) Комисията определя показатели за качество на енергията и качество на обслужването за всяка лицензионна дейност и техните годишни целеви нива.

(2) Показателите за качество на енергията и качество на обслужването са елементи от лицензията.

(3) За целите на ценовото регулиране постигането на всеки от целевите показатели е мярка за цялостното изпълнение на лицензионната дейност от енергийното предприятие.

Чл. 8. (1) (Доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) За гарантиране интересите на потребителите комисията корегира необходимите приходи на енергийното предприятие за всеки ценови период от регулаторния период в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването през предходната година.

(2) (Доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) В случай че за даден ценови период средното изпълнение на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването от енергийното предприятие не достига целевите показатели, съответното ниво на изпълнение се отразява в намаление на необходимите приходи за следващия ценови период по методика, утвърдена от комисията.

Г л а в а в т о р а ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

Раздел I Ценообразуващи елементи

Чл. 9. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Утвърдените от комисията необхо-

дими годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала по следната формула:

$$\text{НП} = \text{Р} + (\text{РБА} \cdot \text{НВ}),$$

където:

НП са необходимите годишни приходи;

Р – утвърдените годишни разходи за дейността по лицензията;

РБА е утвърдената регулаторна база на активите;

НВ – нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Чл. 10. (1) (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Видовете разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност и могат да бъдат включени в необходимите приходи, се определят с указанията по чл. 5, ал. 8.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите по ал. 1, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие доказателства по ал. 3 и като взема предвид резултатите от текущото наблюдение.

(3) (Доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Комисията изисква от енергийното предприятие да представи обосновка и доказателства за всички или за отделни разходи, както и за връзката им с изпълнението на условията по лицензията.

(4) Извън разходите по ал. 1 цените могат да включват разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) За целите на ценовото регулиране комисията не включва в утвърдените прогнозни разходи:

1. разходи, които не са свързани с извършването на лицензионната дейност;

2. (изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на потребителите, или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност;

3. данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата;

4. санкции и/или глоби, наложени от държавни органи или от комисията, както и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори.

Чл. 11. (Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

Чл. 12. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Утвърдената от комисията регулаторна база на активите, пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и се изчислява по следната формула:

$$\text{РБА} = \text{А} - \Phi - \text{Ам} + \text{ОК} + \text{И},$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Ф – балансовата стойност на активите, които са придобити по безвъзмезден начин;

Ам – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност;

ОК – необходимият оборотен капитал;

И – прогнозният среден номинален размер на инвестициите, одобрени от комисията, които ще бъдат извършени през регулаторния период в случаите на регулиране по чл. 4, ал. 5, т. 2.

Чл. 13. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) Определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала (СПЦК). Среднопретеглената цена на капитала е определена от комисията норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в утвърдената целева структура на капитала.

(2) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} \cdot \left(\frac{НВ_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} \cdot НВ_{ПК},$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

ДСК – делът на собствения капитал в общия капитал;

НВ_{СК} – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС – корпоративният данък по Закона за корпоративното подоходно облагане, %;

Д_{ПК} – делът на привлечения капитал в общия капитал;

НВ_{ПК} – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма.

Чл. 13а. (Нов – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Комисията утвърждава прогнозните количества произведена или пренесена топлинна енергия за целите на ценообразуването въз основа на оценка на прогнозните количества, представени от енергийните предприятия в съответствие с указанията по чл. 5, ал. 8.

Раздел II

Образуване на цени

Чл. 14. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Цените на топлинната енергия, продавана от производители на пряко присъединени потребители или на преносното предприятие, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни годишни приходи съгласно чл. 9 и на прогнозното количество топлинна енергия за продажба.

Чл. 15. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Когато продаваната топлинна енергия с топлоносител водна пара е не повече от 25 на сто от общото количество произведена топлинна енергия, се допуска производителят да образува обща цена на топлинната енергия с топлоносители водна пара и гореща вода.

Чл. 16. (1) При производство на топлинна енергия за продажба образуването на цените е в зависимост от начина на производство.

(2) При отоплителни централи с разделно производство на топлинна енергия с топлоносители водна пара и гореща вода цените се определят поотделно за топлинната енергия с двата вида топлоносители.

(3) (Доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) При отнемане на топлина за продажба от кондензационен турбоагрегат цените на топлинната енергия се образуват съгласно указания (номограми, разходни характеристики) за разходите от съоръженията на завода производител, както и на базата на сравнителен анализ и резултати от изпитвания на съоръженията, отразени в съответен протокол.

(4) При комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия необходимите приходи за производство на топлинна енергия са равни на разликата между необходимите приходи на производителя и прогнозните приходи от продажба на електрическа енергия.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Производители на електрическа и топлинна енергия, чиито особености в производството на основната им продукция не позволяват да бъдат приложени напълно правилата за ценообразуване, съдържащи се в наредбата и в утвърдените от комисията указания, могат да предложат за одобряване от комисията индивидуална методика, отразяваща спецификата на предприятието. Комисията разглежда предложенията за цени и извършва анализ и оценка на представената във връзка с тях информация въз основа на одобрената методика.

Чл. 17. (Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

Чл. 18. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Цените за производство на топлинна енергия с различни топлоносители се получават, като разходите за производство на топлинна енергия със съответния вид топлоносител се разделят на съответното количество топлинна енергия за продажба.

Чл. 19. (1) Цената на топлинната енергия с водна пара и гореща вода се определя за 100 на сто върнат топлоносител.

(2) Цената на топлоносителя се определя от продавача в зависимост от

качеството му и се обявява предварително.

Чл. 20. (1) (Доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Цените на топлинната енергия, продавана от топлопреносното предприятие на потребителите, се образуват въз основа на сумата от необходимите годишни приходи на производителя и на топлопреносното предприятие съгласно чл. 9, разделени на прогнозното количество топлинна енергия за продажба.

(2) (Доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Теплопреносните предприятия образуват цени на топлинната енергия според вида на топлоносителя, които са еднакви за всички потребители, снабдявани с топлинна енергия със съответния вид топлоносител, на територията, за която е издадена лицензия на предприятието. При наличие на повече от една обособена топлопреносна мрежа на тази територия комисията може по предложение на енергийното предприятие да утвърди различни цени на топлинната енергия за присъединените към всяка мрежа потребители.

(3) (Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

(4) (Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

Чл. 21. (Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

Чл. 22. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Цените за топлинна енергия по видове топлоносители за крайните потребители се образуват, като сумата на необходимите приходи за производство и пренос на топлинна енергия със съответния вид топлоносител се разделят на съответното количество топлинна енергия за продажба.

Чл. 23. (1) (Доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Комисията определя преференциални цени за асоциациите на потребителите по чл. 151, ал. 3 ЗЕ и за доставчиците на топлинна енергия по чл. 149а ЗЕ по предложение на топлопреносните предприятия.

(2) Преференциалните цени по ал. 1 се определят като не по-ниски от утвърдените от комисията цени на съответното топлопреносно предприятие с изключена възвръщаемост.

Чл. 24. Цените за присъединяване на производители към топлопреносните мрежи покриват разходите на топлопреносните предприятия за подготовка и включване на съоръженията на производителите към мрежите.

Чл. 25. Цените за присъединяване на потребители към топлопреносните мрежи покриват разходите на топлопреносните предприятия за подготовка и включване на инсталациите на потребителите с отчитане размера на общата инсталирана мощност и вида топлоносител.

Г л а в а т р е т а

РЕД ЗА ВНАСЯНЕ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИ. УТВЪРЖДАВАНЕ, ОПРЕДЕЛЯНЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИ

Чл. 26. (1) Енергийните предприятия подават заявления в комисията по

утвърдени от нея образци за утвърждаване на:

1. необходими приходи и цени, както и всички свързани с тях показатели и коефициенти за изменението им по време на регулаторния период;
2. промяна в тарифната структура;
3. изменение на действащи цени;
4. друго, свързано с правомощията на комисията по ценовото регулиране.

(2) (*Изм. и доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.*) Заявленията по ал. 1 се подават не по-късно от 3 месеца преди изтичането на стария ценови период или влизането в сила на предлаганото изменение на действащи цени и/или тарифни структури.

(3) (*Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.*)

(4) (*Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.*)

(5) (*Отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.*)

Чл. 26а. (*Нов – ДВ, бр. 61 от 2007 г.*) (1) Заявленията се проверяват за съответствие с изискванията на наредбата в 7-дневен срок от постъпването им.

(2) Когато се установи нередовност на заявлението, на заявителя се изпраща писмено съобщение за отстраняване на нередовностите в указан от комисията срок.

Чл. 27. (*Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.*) (1) За извършване на регулаторен преглед по чл. 3, ал. 3 производителите и топлопреносните предприятия представят в комисията информация за 12-месечен отчетен период, наречен базисна година, към заявлението за утвърждаване на необходими приходи, цени и тарифни структури.

(2) Към заявлението по ал. 1 се прилагат:

1. годишен финансов отчет с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти;

2. финансово-счетоводна информация в съответствие с чл. 5, ал. 5, 7 и 8 за базисната година;

3. технико-икономически данни, включително месечни отчети за продажбите през базисната година, както и всяка друга информация, свързана с предлаганите за утвърждаване цени, изисквана в съответствие с указанията на комисията по чл. 5, ал. 8;

4. информация по групи потребители за базисната година, включително брой на потребителите, продажби на енергия, приходи и данни за фактурирането;

5. други данни, които енергийното предприятие счита за необходимо да представи в подкрепа на подаденото заявление или изискани от комисията;

6. документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

(3) Документите по ал. 2 се предоставят в комисията на електронен и на хартиен носител, заверени с подпис и печат на енергийното предприятие.

(4) Енергийните предприятия представят необходимите доказателства

за достоверността на данните за информацията по ал. 2 в съответствие с указанията на комисията за образуването на цените по чл. 5, ал. 8.

(5) Със заявленията за утвърждаване на цени енергийните предприятия могат да предявяват искания за признаване и компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, като прилагат съответните доказателства, обосноваващи искането им.

Чл. 28. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага метод на регулиране “Норма на възвръщаемост на капитала”, могат да подават заявления за изменение на утвърдените цени преди изтичането на ценовия период при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

(2) Към заявленията за изменение на утвърдените цени се прилага необходимата информация за доказване на обстоятелствата по ал. 1.

(3) В случай че изменените по ал. 1 цени оказват влияние върху цени на други енергийни предприятия, комисията може да даде указания на тези предприятия да подадат заявление за изменение на утвърдените им цени. При изпълнение на указанията комисията може служебно да измени тези цени.

(4) Решението за изменение на цените по ал. 3 не прекъсва регулаторния период.

Чл. 28а. (Нов – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага методи на регулиране чрез стимули, подават заявление за утвърждаване на коригирани необходими приходи и цени за втория или следващите ценови периоди от регулаторния период.

(2) Заявлението по ал. 1 се подава не по-късно от 3 месеца преди изтичането на предходния ценови период.

(3) Към заявлението по ал. 1 се прилага информация в съответствие с указанията на комисията по чл. 5, ал. 8.

Чл. 29. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) В едномесечен срок преди подаване в комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени топлопреносните предприятия оповестяват в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени.

Чл. 30. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) Комисията в срок до два месеца след представяне на заявленията за утвърждаване и/или изменение на утвърдените цени, съответно след отстраняване на констатираните нередовности, на закрито заседание приема доклад на съответните длъжностни лица, насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад и за представяне на възражения от страна на енергийните предприятия.

(2) Комисията оповестява доклада, датата и часа за провеждане на открито заседание на страницата си в интернет.

(3) На откритото заседание комисията обсъжда със заявителите доклада по ал. 1 и определя срок 5 дни за представяне на становища и писмени обосновки на направените на откритото заседание възражения.

Чл. 31. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) В 7-дневен срок от датата на откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема проект на решение и насрочва дата за обществено обсъждане по чл. 14 ЗЕ.

Чл. 32. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилага методът “норма на възвръщаемост на капитала”, проектът на решение, съответно решението по чл. 35, съдържа:

1. прогнозните и/или изменените необходими приходи на енергийните предприятия, включващи икономически обосновани разходи за дейностите по съответните лицензии, регулаторната база на активите, нормата на възвръщаемост на капитала и съответните цени;

2. прогнозните количества топлинна енергия за следващия ценови период.

(2) В случай че извършените анализ и оценка на представената информация от енергийното предприятие не дават основание за изменение на утвърдените ценообразуващи елементи, комисията приема проект на решение, съответно решение по чл. 35, с което запазва действащите цени.

Чл. 33. (Изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилагат методите чрез стимули, проектът на решение, съответно решението по чл. 35, съдържа:

1. при започване на нов регулаторен период:

а) продължителността на следващия регулаторен период и нормата на възвръщаемост на капитала;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за първия ценови период;

в) прогнозните количества топлинна енергия за първия ценови период;

г) цени за първия ценови период, включително по групи потребители, и тарифна структура;

2. за всеки следващ ценови период в рамките на регулаторния период:

а) стойностите на показателите за корекции в съответствие с изискванията по чл. 4, ал. 1, т. 2;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за ценовия период в съответствие със стойностите по буква “а”;

в) прогнозните количества топлинна енергия за ценовия период;

г) цени за ценовия период, включително по групи потребители, и тарифна структура.

(2) В случай че енергийно предприятие е направило искане за утвърждаване на групи потребители и тарифни структури, но не е обосновало искането си в представеното проучване за стойността на услугата, комисията може да откаже утвърждаването им.

(3) В случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило необходимата информация, комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

Чл. 34. (Нов – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) Провеждането на процедурата по чл. 14 от Закона за енергетиката започва с оповестяване на проекта на решение на страницата на комисията в интернет.

(2) Комисията обсъжда със заинтересуваните лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката проекта на решение и определя срок за представяне на становища по него не по-кратък от 14 дни.

Чл. 35. (Нов – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) След приключване на процедурата за обществено обсъждане на закрито заседание комисията приема решение.

(2) По преписки, които представляват фактическа и правна сложност, мотивите към решенията могат да бъдат приети до 10 дни от приемането на съответното решение.

(3) Комисията публикува решенията по ал. 1, съответно мотивите по ал. 2, на страницата си в интернет в 3-дневен срок от приемането им.

Чл. 36. (Нов – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) (1) В срок до 7 дни след получаването на решенията за утвърждаване на нови цени топлопреносните предприятия публикуват в средствата за масово осведомяване утвърдените им пределни цени, включително цените по тарифните структури, и цените, които ще прилагат по договорите с потребителите през следващия ценови период.

(2) Новите цени се прилагат от 1-во число на месеца, следващ публикуването по ал. 1.

Чл. 37. (Нов – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) Лица, чиято дейност не подлежи на лицензиране съгласно ЗЕ, но извършват продажба на топлинна енергия, подават заявления по чл. 26, ал. 1, които се разглеждат от комисията по реда на тази глава.

ДОПЪЛНИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 1. По смисъла на наредбата:

1. (изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) “Базисна година” е предходната календарна година или 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението за цени, за която енергийното предприятие предоставя информация за ценообразуващите елементи на лицензионната услуга, използвана като основа за утвърждаване на цени.

2. (изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) “Възвръщаемост на капитал” е производеното от регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

3. (отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

4. (изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) “Коефициент за подобряване на ефективността” е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.

5. (изм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) “Необходими приходи” са икономически обоснованите приходи, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество и постигане на определената възвръщаемост.

6. “Норма на възвръщаемост на капитала” е възвръщаемост на инвестирания капитал, изразена като процент от този капитал.

7. “Полезен живот” е срокът, за който комисията приема, че даден актив може да бъде амортизиран.

8. “Призната от комисията мощност на производителя” е мощността в производството, която едновременно се използва и покрива максималната консумация на топлинна енергия, в МВт.

9. “Регулаторен период” е периодът между два регулаторни прегледа.

10. “Регулаторна база от активи” е стойността на материалните и нематериалните активи, които едновременно се използват и имат полезен живот за предоставянето на услугите в рамките на лицензираната дейност.

11. “Структура на капитала” е отношението на относителните дялове на собствения и на привлечения капитал в общия размер на капитала на енергийното предприятие.

12. “Тарифна структура” е система от цени при продажба на топлинна енергия или предоставяне на услуга, приходите от които съответстват на необходимите приходи за съответната дейност.

13. “Тарифна цена” е всяка отделна цена от тарифната структура.

14. (отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

15. (отм. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

16. (доп. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) “Ценови период” е период, през който цените остават непроменени от комисията – обикновено една година, с изключение на случаите на изменение по чл. 28.

17. (нова – ДВ, бр. 61 от 2007 г.) “Обособена топлопреносна мрежа” е топлопреносна мрежа, която обслужва част от топлоснабдена територия и е свързана към един или повече топлоизточници, разположени на същата територия и можещи самостоятелно да удовлетворяват присъединените топлинни товари.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. До 31 декември 2004 г. цената за мощност на топлинната енергия за битови нужди в сгради – етажна собственост, доставяна от топлопреносните предприятия, които получават субсидии от държавния бюджет, се определя в

левоу за кубически метър за отопляем обем по проект.

§ 3. С влизането в сила на наредбата се прилага методът “норма на възвръщаемост на капитала” за всички енергийни предприятия.

§ 4. Комисията приема с решение прилагането на методи на регулиране чрез стимули.

§ 5. Комисията приема правилата за счетоводно отчитане по чл. 5 в срок 6 месеца от влизането в сила на наредбата.

§ 6. Наредбата се приема на основание чл. 36, ал. 3 на Закона за енергетиката.

ПРЕХОДНА РАЗПОРЕДБА

към Постановление № 166 от 17 юли 2007 г. за изменение и допълнение на Наредбата за регулиране на цените на топлинната енергия
(Обн. – ДВ, бр. 61 от 2007 г.)

§ 35. Ценовият период, през който влиза в сила постановлението, може да бъде по-кратък от една година.

НАРЕДБА

за регулиране на цените на природния газ

Обн., ДВ, бр. 55 от 25 юни 2004 г.,
изм., бр. 64 от 7 август 2007 г.

Г л а в а п ъ р в а

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) С наредбата се определят методите за регулиране на цените на природния газ, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация за внасяне на предложенията за цените и за тяхното утвърждаване.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) С наредбата се определя начинът за компенсиране на разходи, произтичащи от задължения към обществото по Закона за енергетиката.

Чл. 2. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) По реда на наредбата се регулират цените, по които:

1. (В сила до 31.06.2007 г.) общественият доставчик продава природен газ на обществените снабдители и на потребители, присъединени към газопреносната мрежа;

2. (В сила от 01.07.2007 г.) общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ;

3. (В сила до 31.06.2007 г.) обществените снабдители продават природен газ на потребители, присъединени към съответните разпределителни мрежи, или на други обществени снабдители;

4. (В сила от 01.07.2007 г.) крайните снабдители продават природен газ на битови потребители и предприятия с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 19,5 млн. лв.;

5. се заплаща за пренос на природен газ по съответните преносни или разпределителни мрежи;

6. се заплаща за съхранение на природен газ;

7. се заплаща за присъединяване към газопреносната или газоразпределителните мрежи.

Чл. 3. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) За осъществяване на правомощията си по ценовото регулиране Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък “комисията”, извършва текущо наблюдение върху дейността на енергийните предприятия и периодични регулаторни прегледи.

(2) Текущото наблюдение от комисията върху дейността на енергийните предприятия включва анализ и оценка на информацията за отчетните им резултати по време на текущия ценови период, представена съгласно индивидуални и/или общи указания за всички лицензианти, в т.ч.:

1. анализ и оценка на отчетеното общо финансово състояние на енергийното предприятие;

2. анализ и оценка на прогнозните технически и икономически показатели, утвърдени в цените, и на отчетените за периода;

3. анализ и оценка на постигнатите показатели за качество;

4. регулаторен одит по решение на комисията за прилагането на правилата по чл. 5, включително финансовите резултати от регулираната дейност.

(3) Регулаторните прегледи включват:

1. анализ и оценка на отчетна и прогнозна информация, предоставена от енергийните предприятия;

2. утвърждаване на:

а) прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обоснованите разходи за дейностите по съответните лицензии и възвръщаемост на капитала;

б) продължителността на регулаторния период при регулиране чрез стимули, както и стойностите на ценообразуващите елементи, въз основа на които енергийните предприятия предлагат за утвърждаване цени.

Чл. 4. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Комисията прилага следните основни методи на ценово регулиране:

1. “Норма на възвръщаемост на капитала” (“разходи плюс”) с регулаторен период не по-кратък от една година, при който комисията след регулаторен преглед утвърждава цени въз основа на утвърдени необходими приходи, включващи прогнозни икономически обосновани разходи и възвръщаемост, както и прогнозни количества; следващ регулаторен преглед се извършва по указания на комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и действителните разходи и/или възвръщаемост в зависимост от резултатите по чл. 3, ал. 2; по време на регулаторния период цените могат да бъдат изменяни при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие;

2. регулиране чрез стимули, при което регулаторният период е от две до пет години:

а) “Горна граница на цени”, при който комисията утвърждава цени на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и ги изменя в края на всяка година от регулаторния период по следната формула:

$$C_t = C_{(t-1)} \cdot (1 + I - X)_t,$$

където:

C_t е цената за съответната година от регулаторния период, подлежаща на утвърждаване от комисията;

И – индексът на инфлация за предходен отчетен период съобразно нейното влияние върху разходите на предприятието;

t – съответната година от регулаторния период;

X – коефициент за подобряване на ефективността;

б) “Горна граница на приходи”, при която комисията утвърждава необходимите приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и ги изменя в края на всяка година от регулаторния период по следната формула:

$$\text{НП}_t = \text{НП}_{(t-1)} \cdot (1 + \text{И} - \text{X})_t \pm Z,$$

където:

НП_t са необходимите годишни приходи на енергийното предприятие за съответния ценови период от регулаторния период, подлежащи на утвърждаване от комисията;

И – индексът на инфлация за предходен отчетен период съобразно нейното влияние върху разходите на предприятието;

t – съответната година от регулаторния период;

X – коефициентът за подобряване на ефективността;

Z – абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за предишен ценови период; в случаите, когато прогнозните разходи са по-високи от отчетените, необходимите приходи се намаляват за следващия ценови период, и обратно -когато отчетените разходи са по-високи от прогнозните, необходимите приходи се увеличават с тази сума за следващия ценови период; корекцията със Z се прави за разлики в разходите за покупка и продажба на природен газ, както и за разлика в разходите, предизвикани от промяна в броя на потребителите.

(2) В допълнение към методите по ал. 1, т. 2 комисията прилага показатели въз основа на изпълнението (качество на природния газ, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се обвързват с изпълнението на определени от комисията целеви показатели и инвестиции. Необходимите приходи и/или цени се намаляват в съответствие с разликата между отчетеното неизпълнение на целевите показатели за качество и допустимото отклонение съгласно методика, утвърдена от комисията.

(3) При прилагането на методите по ал. 1, т. 2 при всеки ценови и/или регулаторен период необходимите годишни приходи и/или цените могат да бъдат коригирани въз основа на недовзетия/надвзетия приход, дължащ се на разлики между прогнозни и действителни ценообразуващи елементи от предходния ценови или регулаторен период, по методика, утвърдена от комисията.

Чл. 5. (1) Счетоводството на енергийните предприятия се осъществява и финансовите отчети се съставят в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

(2) За целите на регулирането енергийните предприятия водят счетоводна отчетност съгласно изискванията на чл. 37 от Закона за енергетиката.

(3) Правилата за осъществяването на счетоводната отчетност за целите на регулирането се приемат с решение на комисията.

(4) Правилата по ал. 3 представляват Единна система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, която осигурява стандартизиран подход в счетоводната система на енергийните предприятия.

(5) (*Доп. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.*) Формата и съдържанието на финансовите отчети за регулаторни цели са неразделна част от ЕССО.

(6) Енергийните предприятия прилагат ЕССО чрез сметкоплан, приет от комисията.

(7) Финансовите отчети за регулаторни цели се придружават от доклади и допълнителна информация, показваща спазването на всички разпоредби на наредбата, както и на показателите за изпълнението, свързани с качеството на услугите.

(8) Комисията дава задължителни указания за формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването.

(9) (*Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.*) Правилата по ал. 3 се изменят по инициатива на комисията или по предложение на енергийните предприятия.

(10) (*Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.*) Правилата по ал. 3 се прилагат от началото на календарната година, следваща датата на приемането им или на тяхното изменение.

Чл. 6. (*Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.*) (1) Комисията може да утвърждава регулираните по наредбата цени по компоненти според дадени от нея указания, както следва:

1. цена за природен газ в левове за 1000 куб. м;
2. цена за капацитет в левове за максимална часова консумация;
3. цена за доставка/снабдяване в левове за потребител;
4. други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

(2) Комисията може да утвърждава общи цени за услугите, които включват регулираните цени на две или повече техни компоненти.

(3) Цените за присъединяване към мрежите се определят в левове за едно присъединяване или в левове за присъединен потребител.

(4) Допуска се цената за доставка/снабдяване да бъде определена в левове за 1000 куб. м по групи и подгрупи потребители.

Чл. 6а. (*Нов – ДВ, бр. 64 от 2007 г.*) Енергийните предприятия могат да прилагат по-ниски от утвърдените или определените от комисията цени, при условие че това не води до кръстосано субсидиране между групите потребители.

Чл. 7. (1) Комисията определя показатели за качество на природния газ и качество на обслужването за всяка лицензионна дейност и техните годишни целеви нива.

(2) Показателите за качество на природния газ и качество на обслужва-

нето са елементи от лицензията.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) За целите на ценовото регулиране постигането на всеки от целевите показатели е мярка за цялостното изпълнение на лицензионна дейност от енергийното предприятие.

Чл. 8. (1) (Доп. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) За гарантиране интересите на потребителите комисията коригира необходимите приходи и/или цени на енергийното предприятие за всеки ценови период в зависимост от изпълнението на показателите за качество на природния газ и за качество на обслужването през предходната година.

(2) (Доп. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) В случай че за даден ценови период средното изпълнение на показателите за качество на природния газ и за качество на обслужването от енергийното предприятие не достига целевите показатели, съответното ниво на изпълнение се отразява в намаление на необходимите приходи и/или цени за следващия ценови период по методика, утвърдена от комисията.

Г л а в а в т о р а. ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

Раздел I. Ценообразуващи елементи

Чл. 9. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Утвърдените от комисията необходими годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала по следната формула:

$$\text{НП} = \text{Р} + (\text{РБА} \cdot \text{НБ}),$$

където:

НП са необходимите годишни приходи;

Р – утвърдените годишни разходи за дейността по лицензията;

РБА – утвърдената регулаторна база на активите;

НБ – нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Чл. 10. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Видовете разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност и могат да бъдат включени в необходимите приходи, се определят с указанията по чл. 5, ал. 8.

(2) Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите по ал. 1, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие доказателства по ал. 3, въз основа на сравнителни анализи при използване на данни от националната и международната практика и като взема предвид резултатите от текущото наблюдение при отчитане прин-

ципите на регулирането по Закона за енергетиката.

(3) Комисията изисква от енергийното предприятие да представи обосновка и доказателства за всички или за отделни разходи, както и за връзката им с изпълнението на условията по лицензията.

(4) Извън разходите по ал. 1 цените могат да включват и разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването.

(5) За целите на ценовото регулиране комисията не включва в утвърдените прогнозни разходи:

1. разходи, свързани с продажба на природен газ по свободно договорени цени;
2. разходи, които не са свързани с извършването на лицензионната дейност;
3. разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на потребителите, или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност;
4. разходите, свързани с транзитния пренос на природен газ;
5. данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата;
6. санкции и/или глоби, наложени от държавни органи или от комисията, както и лихви за забавяне, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори.

Чл. 11. (1) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Признатите от комисията разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото, се компенсират чрез цените, които заплащат всички потребители в съответствие с указанията на комисията и Правилата за търговия с природен газ.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Общият размер на признатите от комисията разходи, свързани със задължения към обществото, се включва в необходимите годишни приходи на преносното предприятие в утвърдената цена за пренос на природен газ през газопреносната мрежа.

(3) (Доп. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Разходите по ал. 2 се възстановяват като част от стойността на услугата от всички потребители на природен газ въз основа на тяхното измерено потребление и могат да бъдат определяни като отделна компонента в утвърдената цена за пренос през газопреносната мрежа.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) В случай че действителните приходи на енергийното предприятие осигуряват различен от прогнозния размер приходи за покриване на разходите, свързани със задължения към обществото, разликата се отразява в признатите необходими приходи на енергийното предприятие за следващия ценови период.

Чл. 12. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Утвърдената от комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите,

върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и се изчислява по следната формула:

$$РБА = А - \Phi - А_m + ОК + Инв,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Φ – балансовата стойност на активите, които са придобити по безвъзмезден начин;

А_м – амортизацията, определена за регулаторни цели за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност;

ОК – необходимият оборотен капитал;

Инв – прогнозният среден номинален размер на инвестициите, одобрени от комисията, които ще бъдат извършени през регулаторния период, в случаите на регулиране по чл. 4, ал. 1, т. 2.

Чл. 13. (1) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала (СПЦК). Среднопретеглената цена на капитала е определена от комисията норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в утвърдената целева структура на капитала.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} \cdot \left(\frac{НВ_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} \cdot НВ_{ПК},$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

Д_{СК} – делът на собствения капитал в общия капитал;

НВ_{СК} – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС – корпоративният данък по Закона за корпоративното подоходно облагане, %;

Д_{ПК} – делът на привлечения капитал в общия капитал;

НВ_{ПК} – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма.

Раздел II

Разпределяне на необходимите приходи по групи потребители.

Тарифни структури (Загл. изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

Чл. 14. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от комисията различни тарифни структури по групи потребители, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата.

(2) Групите потребители се утвърждават от комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак.

(3) Цените от тарифната структура могат да включват следните компоненти: цена за количества природен газ, цена за капацитет, цена за доставка или снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите, съгласно указанията на комисията.

Чл. 15. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури за групите потребители по чл. 14, ал. 2 въз основа на техническа и икономическа обосноваост.

(2) Методите на ценово регулиране чрез стимули се прилагат и към отделните цени от тарифните структури по ал. 1.

Чл. 16. (Отм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

Раздел III

Образуване на цени

Чл. 17. (1) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цените при продажба на природен газ от обществения доставчик на обществените снабдител/крайните снабдител и до 1 юли 2007 г. на потребители, присъединени към преносната мрежа, се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 и утвърденото прогнозно количество природен газ за съответния регулаторен или ценови период.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цените могат да включват компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, цена за доставка, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа се образува от обществения доставчик като среднопретеглена стойност при отчитане на заявените за доставка количества природен газ от внос за вътрешния пазар и от местни добивни предприятия с цел продажба през следващ период, условията по договорите за пренос на природен газ до българска граница и валутния курс на Българската народна банка на лева за

щатския долар или друга чуждестранна валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ.

(4) Периодичността на изменение на цената на природния газ по ал. 3 е в съответствие с условията по търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар.

(5) (Нова – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Върху цената по ал. 3 се начислява надценка в размер 3 %.

Чл. 18. (1) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цената за пренос на природен газ по газопреносната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 и утвърденото прогнозно количество пренесен природен газ за съответния регулаторен или ценови период.

(2) (Отм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

(3) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цената може да включва компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Преносното предприятие възстановява чрез цената за пренос определените от комисията технологични разходи по преноса на природен газ.

Чл. 19. (1) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цените при продажба на природен газ от обществен снабдител на непривилегировани потребители, присъединени към разпределителните мрежи, или на други обществени снабдители до 30 юни 2007 г. и от крайните снабдители на битови потребители и предприятията с по-малко от 50 души нает персонал и с годишен оборот до 19,5 млн. лв. от 1.07.2007 г. се образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 9 и утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цените могат да включват компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите, съгласно указанията на комисията.

(3) (Нова – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) При прилагане на методи на регулиране по чл. 4, ал. 1, т. 2 обществените снабдители/крайните снабдители образуват за първия ценови период от регулаторния период единна цена въз основа на необходимите годишни приходи и количества съгласно утвърдената инвестиционна програма за регулаторния период.

Чл. 20. (1) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цената за разпределение на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 и утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Цената може да включва компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите, съгласно указанията на комисията.

(3) *(Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)* Газоразпределителните предприятия възстановяват чрез цената за разпределение на природен газ определените от комисията разходи на технологични разходи за съответната разпределителна мрежа.

(4) *(Нова – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)* При прилагане на методи на регулиране по чл. 4, ал. 1, т. 2 газоразпределителните предприятия образуват за първия ценови период от регулаторния период единна цена въз основа на необходимите годишни приходи и количества съгласно утвърдената инвестиционна програма за регулаторния период.

Чл. 21. Цените по чл. 17 и 19 се изменят в съответствие с промяната на цената на входа на газопреносната мрежа.

Чл. 22. *(Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)* (1) Цената за съхранение на природен газ се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 и утвърденото прогнозно количество природен газ за съхранение за съответния период.

(2) Цената може да включва компонентите: цена за капацитет, цена за количества природен газ, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите съгласно указанията на комисията.

(3) Операторите на газохранилища възстановяват чрез цената за съхранение определените от комисията технологични разходи по съхранението на природен газ.

Чл. 23. *(Отм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)*

Чл. 24. (1) Цената за присъединяване на потребители се определя по групи потребители в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на потребителя са за негова сметка.

(2) Цените за присъединяване на предприятия за съхраняване на природен газ, на добивни предприятия и на разпределителни предприятия са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на съответното предприятие.

Г л а в а т р е т а

РЕД ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ, ОПРЕДЕЛЯНЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИ

(Загл. изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

Чл. 25. (1) *(Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)* Енергийните предприятия подают заявления в комисията по утвърдени от нея образци за утвърждаване на:

1. необходими приходи и цени, както и всички свързани с тях показатели и коефициенти за изменението им по време на регулаторния период;
2. промяна в тарифната структура;
3. изменение на действащи цени;
4. друго, свързано с правомощията на комисията по ценовото регулиране.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Заявленията по ал. 1 се подават не по-късно от 3 месеца преди изтичането на стария ценови период или влизането в сила на предлаганото изменение на действащи цени и/или тарифни структури.

(3) (Отм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

(4) (Отм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

(5) (Отм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

(6) (Отм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

Чл. 25а. (Нов – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Заявленията се проверяват за съответствие с изискванията на наредбата в 7-дневен срок от постъпването им.

(2) Когато се установи нередовност на заявлението, на заявителя се изпраща писмено съобщение за отстраняване на нередовностите в указан от комисията срок.

Чл. 26. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) За извършване на регулаторен преглед по чл. 3, ал. 3 лицензиантите – обществен доставчик, преносно предприятие, оператори на газохранилища, обществени снабдители/крайни снабдители и разпределителни предприятия, към заявлението за утвърждаване на необходими приходи, цени и тарифни структури представят в комисията информация за предходен 12-месечен отчетен период, наречен базисна година.

(2) Към заявлението по ал. 1 се прилагат:

1. годишен финансов отчет с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти;

2. финансово-счетоводна информация за базисната година в съответствие с чл. 5, ал. 5, 7 и 8;

3. технико-икономически данни, включително месечни отчети за продажбите през базисната година, както и всяка друга информация, свързана с предлаганите за утвърждаване цени, изисквана в съответствие с указанията на комисията по чл. 5, ал. 8;

4. информация по групи потребители за базисната година, включително брой на потребителите, продажби на природен газ, приходи и данни за фактурирането;

5. други данни, които енергийното предприятие счита за необходимо да представи в подкрепа на подаденото заявление или изискани от комисията;

6. документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

(3) В случай че спрямо обществените снабдители/крайни снабдители и разпределителните предприятия се прилагат методи на регулиране по чл. 4, ал. 1, т. 2, към заявленията по ал. 1 те прилагат и прогнозни данни, като прогнозни продажби, брой потребители, предвидени инвестиции и друга информация, в съответствие с указанията на комисията по чл. 5, ал. 8 по години от регулаторния период съобразно одобрените им инвестиционни програми.

(4) Документите по ал. 2 и 3 се представят в комисията на електронен и на хартиен носител, заверени с подпис и печат на енергийното предприятие.

(5) Енергийните предприятия представят необходимите доказателства за достоверността на данните за информацията по ал. 2 и 3 в съответствие с указанията на комисията за образуването на цените по чл. 5, ал. 8.

(6) Със заявленията за утвърждаване на цени енергийните предприятия могат да предявяват искания за признаване и компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, като прилагат съответните доказателства, обосноваващи искането им.

(7) В случай че след извършения регулаторен преглед утвърдена на енергийно предприятие цена оказва влияние върху цени на други енергийни предприятия, комисията може да даде указания на тези предприятия да подадат заявление за изменение на утвърдените им цени. При неизпълнение на указанията комисията може служебно да измени тези цени.

Чл. 26а. (Нов – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага метод на регулиране “норма на възвръщаемост на капитала”, могат да подават заявления за изменение на утвърдените цени преди изтичането на ценовия период при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

(2) Към заявленията за изменение на утвърдените цени се прилага необходимата информация за доказване на обстоятелствата по ал. 1.

(3) В случай че изменените по ал. 1 цени оказват влияние върху цени на други енергийни предприятия, комисията може да даде указания на тези предприятия да подадат заявление за изменение на утвърдените им цени. При неизпълнение на указанията комисията може служебно да измени тези цени.

(4) Решението за изменение на цените по ал. 3 не прекъсва регулаторния период.

Чл. 26б. (Нов – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага методи на регулиране чрез стимули, подават заявление за утвърждаване на коригирани необходими приходи и/или цени за втория или следващите ценови периоди от регулаторния период.

(2) Заявлението по ал. 1 се подава не по-късно от 3 месеца преди изтичането на предходния ценови период.

(3) Към заявлението по ал. 1 се прилага информация в съответствие с указанията на комисията по чл. 5, ал. 8.

Чл. 26в. (Нов – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) Общественият доставчик внася в комисията заявление с предложение за цени в съответствие с промяната на цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа в срок 20 дни преди края на периода по чл. 17, ал. 4.

Чл. 27. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) В едномесечен срок преди подаване в комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени общественият доставчик и обществените снабдител/крайните

снабдители оповестяват в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени.

Чл. 28. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Комисията в срок до два месеца след представяне на заявленията за утвърждаване и/или изменение на утвърдените цени, съответно за отстраняване на констатираните нередовности, на закрито заседание приема доклад на съответните длъжностни лица, насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад.

(2) В случаите по чл. 26в комисията в срок до 10 дни след представяне на заявлението с предложение за цени в съответствие с промяната на цената на природния газ на входа на газопреносната мрежа на закрито заседание приема доклад на съответните длъжностни лица, насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад.

(3) Комисията оповестява доклада, датата и часа за провеждане на открито заседание на страницата си в интернет.

(4) На откритото заседание комисията обсъжда с енергийните предприятия доклада и определя срок за представяне на становища и писмена обосновка на направените на откритото заседание възражения в срок до 5 дни.

Чл. 29. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) В 7-дневен срок от датата на откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема проект на решение и насрочва дата за обществено обсъждане по чл. 14 от Закона за енергетиката.

(2) В случаите по чл. 26в в 5-дневен срок от датата на откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема решение, с което изменя цените по чл. 17 и 19 в съответствие с промяната на цената на входа на газопреносната мрежа.

Чл. 30. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилага методът “норма на възвръщаемост на капитала”, проектът на решение, съответно решението по чл. 32, съдържа:

1. прогнозните и/или изменените необходими приходи на енергийните предприятия, включващи икономически обосновани разходи за дейностите по съответните лицензии, регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала и съответните цени;

2. прогнозните количества природен газ за следващия ценови период.

(2) В случай че извършените анализ и оценка на представената информация от енергийното предприятие по чл. 26а, ал. 1 и 2 не дават основание за изменение на утвърдените цени, комисията приема проект на решение, съответно решение по чл. 32, ал. 1, с което отказва да измени действащите цени.

(3) В случай че резултатите от текущото наблюдение върху дейността на енергийните предприятия не дават основание за промяна на утвърдените ценообразуващи елементи, комисията приема проект на решение, съответно решение по чл. 32, ал. 1, с което запазва действащите цени.

Чл. 30а. (Нов – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) За енергийните предприятия,

спрямо които се прилагат методите чрез стимули, проектът на решение, съответно решението по чл. 32, ал. 1, съдържа:

1. при започване на нов регулаторен период:

а) продължителността на регулаторния период и нормата на възвръщаемост на капитала;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за първия ценови период или по години за регулаторния период;

в) прогнозните количества природен газ за първия ценови период или по години за регулаторния период;

г) цени за първия ценови период, включително по групи потребители и тарифна структура;

2. за всеки следващ ценови период в рамките на регулаторния период:

а) стойностите на показателите за корекции в съответствие с изискванията на чл. 4, ал. 1, т. 2;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за ценовия период в съответствие със стойностите по буква "а";

в) прогнозните количества природен газ за ценовия период;

г) цени за ценовия период, включително по групи потребители и тарифна структура.

(2) В случай че енергийно предприятие е направило искане за утвърждаване на групи потребители и тарифни структури, но не е обосновало искането си в представеното проучване за стойността на услугата по чл. 14, комисията може да откаже утвърждаването им.

(3) В случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 26б, комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

Чл. 31. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) Провеждането на процедурата за обществено обсъждане по чл. 14 от Закона за енергетиката започва с оповестяване на проекта на решение на страницата на комисията в интернет.

(2) Комисията обсъжда със заинтересуваните лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката проекта на решение и определя срок за представяне на становища по него не по-кратък от 14 дни.

Чл. 32. (Изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) След приключване на процедурата за обществено обсъждане на закрито заседание комисията приема решение.

(2) По преписки, които представляват фактическа и правна сложност, мотивите към решенията могат да бъдат приети до 10 дни от приемането на съответното решение.

(3) Комисията публикува решенията по ал. 1, съответно мотивите по ал. 2, на страницата си в интернет в 3-дневен срок от приемането им.

Чл. 33. (Нов – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) (1) В срок до 7 дни след получа-

ването на решенията за утвърждаване на нови цени общественят доставчик и обществените снабдители/крайните снабдители публикуват в средствата за масово осведомяване утвърдените им пределни цени, включително цените по тарифните структури, и цените, които ще прилагат по договорите с потребителите през следващия ценови период. В същия срок преносното предприятие, разпределителните предприятия и лицензиантите, извършващи дейността по съхранение на природен газ, публикуват в средствата за масова информация утвърдените им цени.

(2) Новите цени се прилагат считано от датата, посочена в решението на комисията.

ДОПЪЛНИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 1. По смисъла на наредбата:

1. (изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) “Базисна година” е предходната календарна година или 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението за цени, за който енергийното предприятие счита, че е оправдано да бъде използван при изчисленията за целите на ценообразуването за следващия регулаторен период.

2. (отм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

3. (изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) “Коефициент за подобряване на ефективността” е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.

4. “Кубичен метър природен газ” е количеството природен газ, заемащ обем в размер един кубичен метър при температура 20 °C и налягане 101 325 Pa.

5. “Капацитет” е проектна или заявена стойност на максимално възможното моментно потребление на природен газ.

6. (изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) “Необходими приходи” са икономически обоснованите приходи, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество и постигане на определената възвръщаемост.

7. “Норма на възвръщаемост на капитала” е възвръщаемост на инвестирания капитал, изразена като процент от този капитал.

8. (изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) “Проучване на стойността за услугата” е проучване на разходите на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията по групи потребители и съпоставка с действителните или прогнозните приходи, получени от всяка група потребители при съществуващите или предлаганите цени.

9. “Полезен живот” е срокът, за който комисията приема, че даден актив може да бъде амортизиран.

10. “Присъединяване” са всички дейности, газопроводи и съоръжения в

съответствие с нормативните и технологичните изисквания, осигуряващи пряка връзка от технологично одобрената точка на присъединяване до изхода на съоръжението за регулиране и/или измерване на природния газ, обслужващо един или група потребители.

11. (изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) “Регулаторна база на активите” е стойността на материалните и нематериалните активи, които едновременно се използват и имат полезен живот за предоставянето на услугата по лицензията.

12. “Регулаторен период” е периодът между два регулаторни прегледа.

13. (изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) “Структура на капитала” се характеризира от относителните дялове на собствения и на привлечения капитал в общия размер на капитала на енергийното предприятие.

14. (изм. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.) “Тарифна структура” е система от цени при продажба на природен газ или предоставяне на услуга, приходите от които съответстват на необходимите приходи за съответната дейност.

15. “Тарифна цена” е всяка отделна цена от тарифната структура.

16. “Цена за доставка или снабдяване” е цената, отразяваща разходите за отчитане, фактуриране и инкасиране на природен газ.

17. “Ценови период” е период, през който цените остават непроменени от комисията – обикновено календарна година.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. С влизането в сила на наредбата за цените на преносното предприятие, в т.ч. за дейностите пренос, разпределение и съхраняване, се прилага методът “норма на възвръщаемост на капитала”, а за разпределителните предприятия – “нетна настояща стойност”.

§ 3. Комисията приема правилата по чл. 37, ал. 2 от Закона за енергетиката за водене на разделно счетоводство в срок 6 месеца от влизането в сила на наредбата.

§ 4. Наредбата се приема на основание чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

към Постановление № 178 от 27 юли 2007 г. за изменение и допълнение на Наредбата за регулиране на цените на природния газ
(Обн. – ДВ, бр. 64 от 2007 г.)

§ 39. Ценовият период, на базата на който цените, определени с постановлението, влизат в сила, може да бъде по-кратък от една година.

§ 40. Параграф 2 относно чл. 2, т. 1 и 3 е в сила до 30 юни 2007 г.

§ 41. Параграф 2 относно чл. 2, т. 2 и 4 влиза в сила от 1 юли 2007 г.



НАРЕДБА

за формата, съдържанието, условията и реда за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници и/или по комбиниран начин

Обн., ДВ, бр. 41 от 22 май 2007 г.

Г л а в а п ъ р в а

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. С наредбата се уреждат:

1. условията и редът за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) и/или по комбиниран начин;
2. формата и съдържанието на сертификатите;
3. условията и редът за вписване в публичния регистър, воден по наредбата, на подлежащите на вписване обстоятелства и начинът за получаване на информация от регистъра.

Чл. 2. Сертификатите за произход се издават от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък “комисията”, като официални непрехвърляеми документи в електронен формат, удостоверяващи производителя, количеството електрическа енергия, произведена от ВЕИ и/или по комбиниран начин, периода на производство, производствената централа и нейната мощност.

Чл. 3. Като произведена от ВЕИ и/или по комбиниран начин се определя само електрическата енергия, за която е издаден съответен сертификат за произход.

Г л а в а в т о р а

ИЗДАВАНЕ И ОТМЯНА НА СЕРТИФИКАТИ ЗА ПРОИЗХОД

Чл. 4. (1) Производителите на електрическа енергия от ВЕИ и/или по комбиниран начин, независимо дали подлежат на лицензиране по Закона за енергетиката, могат да подадат писмено заявление за издаване на сертификати за произход от комисията в срок до 10 работни дни след изтичане на предходния месец по образец съгласно приложение № 1.

(2) Писменото заявление по ал. 1 съдържа:

1. трите имена и единен граждански номер за физическите лица, съответно фирмата и код БУЛСТАТ за юридическите лица и едноличните търговци-производители;
2. местонахождението и наименованието на производствената централа;

- 
3. местонахождението на уредите за търговско измерване и на регистриращите контролни уреди;
 4. енергийния източник;
 5. вида на производствената централа и технологията на производство;
 6. общата инсталирана мощност на производствената централа;
 7. мощността на съоръженията за производство на електрическа енергия от ВЕИ и/или по комбиниран начин;
 8. датата на въвеждане в експлоатация на производствената мощност;
 9. номера на лицензията за производство на електрическа и/или на електрическа и топлинна енергия – при наличие на такава;
 10. друга допълнителна информация, свързана с процеса на производство.

(3) Към заявлението по ал. 1 се прилагат и:

1. данни за произведеното количество електрическа енергия от отделните съоръжения в производствената централа;
2. при производство в централа, използваща различни енергийни източници – данни, които удостоверяват количеството електрическа енергия, произведена при използване на ВЕИ;
3. при производство на електрическа енергия по комбиниран начин – данни, които удостоверяват количеството електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, и резултатите от оценката на ефективността на инсталациите за комбинирано производство, определени по реда на наредбата по чл. 162, ал. 3 от Закона за енергетиката;
4. копие от фактурата, издадена при продажбата на съответното количество електрическа енергия;
5. документ за платена такса.

(4) Данните по ал. 3, т. 1-3 производителите представят в справка по утвърден от комисията образец.

(5) Данните по ал. 2, т. 2, 3 и 8, както и съдебно удостоверение за актуално състояние на производителя се подават само при първоначално подаване на заявление за издаване на сертификат за произход.

(6) При настъпване на промяна в данните и обстоятелствата по ал. 5 производителят е длъжен да уведоми комисията в 7-дневен срок от нейното настъпване.

(7) Производител на електрическа енергия от ВЕИ и/или по комбиниран начин подава заявление по ал. 1 за всяка централа – негова собственост.

Чл. 5. (1) Подадените заявления и приложенията към тях се проверяват за съответствие с изискванията на наредбата в 10-дневен срок от постъпването им.

(2) В случаите, когато се установи, че заявлението или приложенията към него не отговарят на изискванията на наредбата, на заявителя се изпраща писмено съобщение да отстрани в 7-дневен срок допуснатите нередовности.

(3) В случай че нередовностите не бъдат отстранени в срока по ал. 2, преписката се прекратява с резолюция на председателя на комисията.

Чл. 6. (1) Комисията може да проверява обстоятелствата по преписката служебно.

(2) Държавните органи, енергийните предприятия и длъжностните лица са длъжни да оказват необходимото съдействие на комисията.

Чл. 7. (1) В случаите на разглеждане на заявление от производител за издаване на сертификат за произход за първи път комисията се произнася с решение в 15-дневен срок от постъпване на заявлението или от отстраняване на нередовностите по него, когато заявителят е лицензиран производител, и в двумесечен срок, когато заявлението е подадено от нелицензиран производител.

(2) В случаите на разглеждане на всяко следващо заявление комисията се произнася с решение в 15-дневен срок от постъпване на заявлението или от отстраняване на нередовностите.

(3) В случай че в сроковете по ал. 1 и 2 по обективни причини не е проведено заседание на комисията, решението се взема на първото следващо заседание.

Чл. 8. (1) Комисията издава сертификати за произход по образец съгласно приложение № 2.

(2) Един сертификат се издава за количеството електрическа енергия от ВЕИ и/или по комбиниран начин, произведено в рамките на 3 предходни календарни месеца. За водноелектрически, вятърни и фотоволтаични инсталации този срок може да бъде удължен до една година с решение на комисията.

(3) Производителите с вписани сертификати в регистъра на сертификатите за произход представят в комисията всеки месец в срок до 10 работни дни след изтичане на предходния месец информацията, необходима за следващото издаване на сертификат за произход, в справка по утвърден от комисията образец заедно с копие от фактурата, издадена при продажбата на съответното количество електрическа енергия.

Чл. 9. (1) Общественият доставчик, съответно крайните снабдители, до издаването на сертификат за произход изкупуват от производители с вписани сертификати в регистъра на сертификатите за произход цялото количество електрическа енергия, заявено като произведено от ВЕИ и/или по комбиниран начин, по действащата преференциална цена за съответния производител.

(2) В 10-дневен срок след издаване на сертификата за произход се извършва изравнително плащане за съответния период.

(3) Условията и редът за извършване на плащанията, включително в случаите на систематични или значителни отклонения между количествата, регистрирани със сертификат за произход, и количествата, за които са извършени плащанията по ал. 1, се уреждат с договорите за изкупуване на енергия.

(4) Общественият доставчик, съответно крайните снабдители, до издаването на сертификат за произход изкупуват от производители с централи, въ-

ведени в експлоатация през предходно тримесечие, цялото количество електрическа енергия, заявено като произведено от ВЕИ и/или по комбиниран начин, по преференциална цена за съответния производител. В 10-дневен срок след издаване на сертификата за произход или отказа за издаването му се извършва изравнително плащане за съответния период.

Чл. 10. За определено количество произведена електрическа енергия може да бъде издаден само един сертификат за произход.

Чл. 11. Комисията издава сертификат за произход за електрическа енергия от ВЕИ и/или по комбиниран начин при наличие на следните условия:

1. на комисията са предоставени всички данни, удостоверяващи, че заявеното количество електрическа енергия е произведено;
2. електрическата енергия, за която се иска издаване на сертификат за произход, е произведена от ВЕИ и/или по комбиниран начин.

Чл. 12. Комисията отказва издаване на сертификат за произход при:

1. непълнота, неточност или недостоверност на предоставените от производителя данни;
2. несъответствие с нормативните изисквания за определяне на количеството електрическа енергия като произведено от ВЕИ или по комбиниран начин.

Чл. 13. Комисията издава сертификат за произход за количество електрическа енергия, различно от заявеното от производителя, ако са налице достатъчно данни за неговото определяне от комисията, при спазване изискванията на действащото законодателство.

Чл. 14. (1) Сертификатите за произход се издават в електронен формат със следните задължителни реквизити:

1. вид на сертификата;
2. уникален номер, съдържащ регистрационния номер на производителя и пореден номер на издадения му сертификат;
3. орган, издал сертификата за произход;
4. дата на издаване, период на производство на електрическата енергия;
5. количество електрическа енергия, произведено от ВЕИ или по комбиниран начин, чийто вид се удостоверява със сертификата за произход;
6. технология на производство на електрическа енергия, в т.ч. при производство по комбиниран начин – количество произведена едновременно с електроенергията топлинна енергия за полезно потребление, вида и долната топлотворна способност на използваното гориво и резултатите от оценката на ефективността на инсталациите за комбинирано производство, определени по реда на наредбата по чл. 162, ал. 3 от Закона за енергетиката, в т.ч. спестената първична енергия на използваното гориво или ВЕИ за инсталацията;
7. производствената централа;
8. обща инсталирана мощност на производствената централа;

9. инсталирана мощност на съоръженията, произвеждащи електрическа енергия от ВЕИ и/или по комбиниран начин;

10. име на производителя и БУЛСТАТ.

(2) При поискване от производител, на когото е издаден сертификат за произход, комисията издава и удостоверение на хартиен носител.

Чл. 15. (1) Сертификатът за произход се отменя от комисията, когато документ или документи, въз основа на които е издаден, са признати от компетентен орган за неистински или ако комисията установи, че титулярят на сертификата е представил неверни сведения, послужили като основание за издаването му.

(2) Комисията може да отмени сертификат за произход в едногодишен срок след влизането му в сила.

Г л а в а т р е т а

РЕГИСТЪР НА СЕРТИФИКАТИТЕ ЗА ПРОИЗХОД

Чл. 16. Комисията създава, поддържа и публикува на своята електронна страница в интернет регистър на сертификатите за произход.

Чл. 17. (1) Регистърът на сертификатите за произход съдържа данни за производителите с издаден сертификат за произход и относно издадените и отменените сертификати за произход.

(2) Вписванията в регистъра се извършват въз основа на решенията на комисията.

(3) Вписването на обстоятелствата за съответния производител се извършва въз основа на данните, съдържащи се в документите, представени пред комисията или служебно събрани от нея.

(4) Вписванията се извършват от длъжностни лица, определени от председателя.

Чл. 18. Комисията вписва в регистъра на сертификатите за произход производителите на електрическа енергия от ВЕИ и/или по комбиниран начин, издаването и отмяната на сертификатите до края на следващия работен ден от приемането на съответното решение и уведомява производителя, обществения доставчик или крайния снабдител, които са закупили електрическата енергия по преференциална цена, в 7-дневен срок.

Чл. 19. Издаването и отмяната на сертификати за произход влиза в сила от момента на вписването им в регистъра по чл. 16.

Чл. 20. Всеки производител, който е подал заявление за издаване на сертификат за произход, е длъжен да изгради и поддържа база данни, в която се регистрират директно измерени и изчислени данни, съдържащи се в справката по чл. 8, ал. 3. Базата данни е достъпна за комисията при изпълнение на нейните правомощия по наредбата.

Г л а в а ч е т в ъ р т а
ВЗАИМНО ПРИЗНАВАНЕ НА СЕРТИФИКАТИ ЗА ПРОИЗХОД,
ИЗДАДЕНИ В ДЪРЖАВИ – ЧЛЕНКИ НА ЕВРОПЕЙСКИЯ СЪЮЗ

Чл. 21. (1) Комисията признава сертификатите за произход, издадени в държави – членки на Европейския съюз, при условията на взаимност. Сертификатите за произход, издадени в държава – членка на Европейския съюз, служат като доказателство за достоверността на удостоверените с тях факти и обстоятелства.

(2) Всеки отказ на комисията за признаване на сертификати за произход по ал. 1, включително в случаите на отказ по причини, свързани с предотвратяване на измама, се основава на обективни, прозрачни и недискриминационни критерии и се мотивира.

(3) При влязъл в сила акт на комисията, който постановява отказ за признаване на сертификати за произход, спорът може да се отнесе до Европейската комисия.

Чл. 22. (1) Лице, което иска признаване в Република България на сертификат за произход, издаден в друга държава – членка на Европейския съюз, подава писмено заявление, за което в комисията се образува преписка.

(2) Към заявлението по ал. 1 се прилага копие на сертификата, негов легализиран превод и данни, позволяващи идентификацията на заявителя и на органа, издал сертификата, включително данни за представителите им и техните адреси за кореспонденция.

(3) В едномесечен срок комисията извършва служебна проверка на обстоятелствата по преписката, като изисква информация от съответния орган, издал сертификата.

(4) Комисията се произнася с решение в 10-дневен срок от получаване на информацията по ал. 3.

(5) Решението се вписва в регистъра на сертификатите за произход.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 1. Комисията издава и признава сертификати за произход за количествата електрическа енергия, произведена след 30 юни 2007 г. от ВЕИ и/или по комбиниран начин.

§ 2. Наредбата се приема на основание чл. 159, ал. 3 от Закона за енергетиката.

Вх. №/..... г.
ДО
ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ
ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

ЗАЯВЛЕНИЕ

**ЗА ИЗДАВАНЕ НА СЕРТИФИКАТ ЗА ПРОИЗХОД НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА
ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЕИ И/ИЛИ ПО КОМБИНИРАН НАЧИН**

От
(собствено, бащино и фамилно име на физическото лице или фирма на юридическото
лице или едноличния търговец съгласно съдебната регистрация)

.....
(постоянен адрес на физическото лице, съответно седалище и адрес на управление
на юридическото лице или едноличния търговец)

.....
(пълн и точен адрес за кореспонденция)

Документ за самоличност на физическото лице:

№, издаден на от

Фирмено дело № година при съд
ЕГН/БУЛСТАТ

IBAN..... BIC-код..... при.....

телефон: факс: e-mail.....

представявано от
(трите имена)

ЕГН, документ за самоличност: №

издаден на от

на длъжност

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

1. Моля на основание чл. 8 от Наредбата за формата, съдържанието, ус-
ловията и реда за издаване на сертификати за произход на електрическа енер-
гия, произведена от възобновяеми енергийни източници и/или по комбиниран
начин, да ми бъде издаден сертификат за произход като производител на елек-
трическа енергия от:

.....
(посочва се дали е от възобновяеми енергийни източници
и/или по комбиниран начин)

2. Местонахождение и наименование на производствената централа:

.....
3. Местонахождение на уредите за търговско измерване и на регистри-
ращите контролни уреди:

.....
(изписва се с думи и се прилага схема)

4. Количество електрическа енергия, произведена от възобновяеми
енергийни източници и/или по комбиниран начин:

.....
5. Период, през който е произведена електрическата енергия:

.....
(периодът следва да бъде 3 предходни календарни месеца)

6. Енергиен източник:

7. Вид на производствената централа и технология на производство:

.....
8. Обща инсталирана мощност на производствената централа:

.....
9. Мощност на съоръженията за производство на електрическа енергия
от ВЕИ и/или по комбиниран начин:

.....
10. Дата на въвеждане в експлоатация на производствената мощност:

.....
11. Номер на лицензията за производство на електрическа и/или на
електрическа и топлинна енергия (при наличие на такава):

.....
12. Подробен опис на приложените към заявлението документи:

.....
Долуподписаният
декларирам, че предоставената информация е вярна и точна, като за същото
количество не е издаван друг сертификат за произход. Известно ми е, че за не-
верни данни нося отговорност по чл. 313 от Наказателния кодекс.

Задължавам се да представя всички документи, които ДКЕВР ми поиска
допълнително за издаване на сертификата за произход и вписването му в регис-
търа на сертификатите за произход, в съответствие с изискванията на закона.
Задължавам се да уведомявам ДКЕВР в срок 7 дни от настъпването на промяна
в декларираните данни и обстоятелства.

Дата.....

Подпис
(печат)

Заявлението се попълва на компютър, пишеща машина или четливо на ръка. Представените в ДКЕВР документи следва да бъдат в два екземпляра и заверени от лицето с представителна власт, подписало заявлението.

В случаите, когато производителят притежава повече от една производствена централа, същият подава отделни заявления за всяка една от тях.

Данните по т. 2, 3 и 10 на заявлението, както и съдебно удостоверение за актуално състояние на производителя, се представят само при първо подаване на заявление за издаване на сертификат за произход или в 7-дневен срок след настъпване на промени в обстоятелствата.

Към всяко заявление се прилагат:

1. данни за произведеното количество електрическа енергия от отделните съоръжения в производствената централа;

2. данни, които удостоверяват количеството електрическа енергия, произведена при използване на ВЕИ (при производство в централа, ползваща различни енергийни източници);

3. данни, които удостоверяват количеството електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, и резултати от оценката на ефективността на инсталациите за комбинирано производство, определени по реда на наредбата по чл. 162, ал. 3 от Закона за енергетиката (при производство на електрическа енергия по комбиниран начин);

4. копие от фактурите, с които съответното количество електрическа енергия е продадено, ако те не са представени при подаване на месечните данни по чл. 8, ал. 3, или издадени дебитни и/или кредитни известия;

5. документ за платена такса в размер 150 лв., преведени по банковата сметка на ДКЕВР.

Данните по т. 1 – 3 се прилагат в обема и формата съгласно утвърден от комисията образец.

Приложение № 2 към чл. 8, ал. 1

На основание чл. 21, ал. 1, т. 14 от Закона за енергетиката (обн., ДВ, бр. 107 от 2003 г.; изм. и доп., бр. 18 от 2004 г., бр. 18 и 95 от 2005 г. и бр. 30, 65 и 74 от 2006 г.), чл. 8 от Наредбата за формата, съдържанието, условията и реда за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници и/или по комбиниран начин и свое решение № от г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

издава

СЕРТИФИКАТ ЗА ПРОИЗХОД

за електрическа енергия, произведена от ВЕИ и/или по комбиниран начин

№/..... г.

на

(трите имена и адрес за ФЛ или фирма, седалище, адрес на управление
и БУЛСТАТ за търговците)

За електрическа енергия МВтч, произведена от ВЕИ и/или по
комбиниран начин от..... до.....(период на производство) чрез (техноло-
гия на производство на електрическа енергия, в т.ч. при производство по ком-
биниран начин – нетното количество произведена едновременно с електроенер-
гията топлинна енергия за полезно потребление, видът и долната топлотворна
способност на използваното гориво и резултатите от оценката на ефективността
на инсталациите за комбинирано производство, определени по реда на наредба-
та по чл. 162, ал. 3 от Закона за енергетиката, в т.ч. спестената първична енергия
на използваното гориво или ВЕИ за инсталацията), от
(производствена централа) с обща инсталирана мощност МВт и
инсталирана мощност на съоръженията, произвеждащи енергия от ВЕИ и/или
по комбиниран начин,МВт.

Председател на Държавната комисия
за енергийно и водно регулиране:

Главен секретар на Държавната комисия
за енергийно и водно регулиране:

ПРАВИЛА

за условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи

Обн., ДВ, бр. 56 от 10 юли 2007 г.

Раздел I

Общи положения

Чл. 1. (1) С тези правила се определят условията и редът за достъп до електропреносната и до електроразпределителните мрежи.

(2) В правилата се определят условията, на които трябва да отговарят лицата, които имат право да сключват сделки при свободно договорени цени съгласно чл. 100, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ), и етапите на отваряне на пазара на електрическа енергия.

Чл. 2. Право на достъп до електропреносната и до електроразпределителните мрежи при условията на тези правила имат:

1. производителите на електрическа енергия;
2. общественият доставчик на електрическа енергия;
3. обществените снабдители/крайните снабдители на електрическа енергия;
4. привилегированите потребители;
5. търговците на електрическа енергия, които сключват сделки по реда на чл. 102 ЗЕ.

Чл. 3. Отварянето на пазара на електрическа енергия по етапи и като дял от общото потребление на електрическа енергия на всички потребители на територията на Република България е, както следва:

1. до 30 юни 2004 г. – до 18,9 %;
2. от 1 юли 2004 г. до 30 юни 2005 г. – до 22 %;
3. от 1 юли 2005 г. до 30 юни 2006 г. – до 25 %;
4. от 1 юли 2006 г. до 31 декември 2006 г. – до 28 %;
5. от 1 януари 2007 г. до 30 юни 2007 г. – до 60 %;
6. от 1 юли 2007 г. – пълно отваряне.

Чл. 4. Електроенергийният системен оператор и разпределителните предприятия са длъжни да предоставят достъп при равноправни условия на лицата, имащи право на достъп до електропреносната, съответно до електроразпределителната мрежа.

Чл. 5. Електроенергийният системен оператор поддържа регистри за лицата, сключващи сделки при свободно договорени цени, и регистри за сключените между тях договори.

Раздел II

Условия за предоставяне на достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа

Чл. 6. Производителите, общественият доставчик на електрическа енергия, обществените снабдители/крайните снабдители на електрическа енергия, търговците и привилегированите потребители трябва да са изпълнили изискванията на действащите нормативни актове, на техническите правила на мрежите по чл. 83, ал. 1, т. 4-6 ЗЕ и на Правилата за търговия с електрическа енергия, свързани с присъединяването към електропреносната и електроразпределителните мрежи, с измерването на количеството електрическа енергия.

Чл. 7. (1) Привилегирован потребител на електрическа енергия е лице, което отговаря на условията по чл. 6 и:

1. има годишно потребление на електрическа енергия през отделните етапи на отваряне на пазара:

- до 1 юли 2004 г. – не по-малко от 100 GWh;
- от 1 юли 2004 г. до 30 юни 2005 г. – не по-малко от 40 GWh;
- от 1 юли 2005 г. до 30 юни 2006 г. – не по-малко от 20 GWh;
- от 1 юли 2006 г. до 31 декември 2006 г. – не по-малко от 9 GWh;
- от 1 януари 2007 г. до 30 юни 2007 г. – всички небитови потребители;
- от 1 юли 2007 г. – всички потребители;

2. няма неизпълнени задължения към обществения доставчик и/или обществените снабдители/крайните снабдители по договори за покупко-продажба на електрическа енергия.

(2) Електроенергийният системен оператор и разпределителното предприятие публикуват на интернет страницата си списък на търговските участници, получили достъп съответно до преносната и разпределителната мрежа за сключване на сделки по свободно договорени цени. Списъкът съдържа още седалището на съответния търговски участник и количеството електрическа енергия, използвана от него през предходната година. Публикуването на тези данни не се отнася за потребители, присъединени на ниво ниско напрежение.

Чл. 8. Търговец на електрическа енергия е лице, на което е издадена лицензия за търговия с електрическа енергия и отговаря на условията за финансово гарантиране на сключваните от него сделки с електрическа енергия съгласно чл. 8а.

Чл. 8а. (1) За обезпечаване на задълженията си по сделките с електрическа енергия търговецът на електрическа енергия поддържа в специална сметка сума в размер 1/24 част от годишния си оборот от търговия с електрическа енергия на територията на Република България, но не по-малко от 150 000 лв.

(2) През първата година на лицензионната дейност размерът на обезпечението се определя съобразно прогнозната стойност на годишния оборот от търговия с електрическа енергия на територията на Република България съ-

гласно представения на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък “комисията”, бизнес план. През следващите години на лицензионната дейност обезпечението се определя съгласно ал. 1 съобразно оборота от търговия с електрическа енергия на територията на Република България за предходната година.

(3) Търговецът на електрическа енергия представя на комисията писмено потвърждение от банката, в която е открита специалната сметка по ал. 1, в което банката се задължава при поискване да предоставя информация на комисията относно оборотите и салдото по специалната сметка. Разходите за тези информационни услуги са за сметка на лицензианта.

(4) Непредставянето на потвърждение или отказът за предоставяне на информация по ал. 3 се счита за липса на обезпечение.

(5) Сумата по специалната сметка може да бъде използвана от търговеца за изпълнение на задължения при осъществяване на лицензионната дейност по чл. 39, ал. 1, т. 5 ЗЕ, като възстановяването ѝ до определения размер по ал. 2 трябва да става в срок 20 банкови дни.

(6) Комисията може по искане на търговеца да приеме като финансово обезпечение неотменима банкова гаранция или друго обезпечение на същата стойност при същите условия и с идентична ликвидност.

Раздел III

Ред за предоставяне на достъп до електропреносната и електроразпределителната мрежа

Чл. 9. (1) Лицата по чл. 2, които имат право на достъп до съответната електрическа мрежа, подават писмено заявление до електроенергийния системен оператор и/или разпределителното предприятие за проверка на изпълнение на условията за предоставяне на достъп до електропреносната и/или електроразпределителната мрежа по раздел II.

(2) Потребителите на електрическа енергия прилагат към заявлението доказателства за изпълнението на задълженията си към момента на подаване на заявлението към обществения доставчик и/или обществените снабдители/крайните снабдители по договори за покупко-продажба на електрическа енергия.

Чл. 10. (1) Електроенергийният системен оператор, съответно разпределителното предприятие, разглеждат подаденото заявление и приложенията към него в 7-дневен срок.

(2) Ако се установи, че заявителят не е представил необходимите документи съгласно изискванията на тези правила и/или ако електроенергийният системен оператор, съответно разпределителното предприятие, прецени, че е необходимо заявителят да представи данни и документи, доказващи изпълнението на условията по чл. 6, на заявителя се изпраща писмено съобщение да представи необходимите данни и документи в 7-дневен срок.

(3) В случай, че необходимите данни и документи не бъдат представени от заявителя в срока по ал. 2, електроенергийният системен оператор, съответно разпределителното предприятие, не разглежда подаденото заявление.

Чл. 11. Електроенергийният системен оператор, съответно разпределителното предприятие, отговаря писмено на всяко заявление в 14-дневен срок от подаването на заявлението с всички необходими документи, съответно от представянето на допълнително необходимите данни и документи.

Чл. 12. (1) Електроенергийният системен оператор, съответно разпределителното предприятие, може да откажат достъп в случай, че:

1. предоставянето на достъп би довело до нарушаване на техническите условия и сигурността на мрежите или до влошаване на условията за снабдяване на други потребители;

2. заявителят не отговаря на условията, посочени в раздел II.

(2) Електроенергийният системен оператор и разпределителните предприятия могат да откажат право на достъп до съответните мрежи в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 1 ЗЕ, когато се нарушава надеждната работа на електроенергийната система и/или сигурността на снабдяването.

(3) Отказът на електроенергийния системен оператор, съответно разпределителното предприятие, за предоставяне на достъп е мотивиран.

(4) В случаите на отказ електроенергийният системен оператор, съответно разпределителното предприятие, са длъжни да предоставят информация относно мерките, които са необходими за укрепване на електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа.

(5) Електроенергийният системен оператор е длъжен предварително да публикува в интернет страницата си определената по чл. 114 от Правилата за управление на електроенергийната система стойност на пропускателната способност на елементи на електропреносната мрежа.

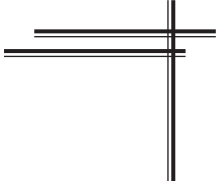
Чл. 13. Срещу отказа на електроенергийния системен оператор, съответно разпределителното предприятие, за предоставяне на достъп може да бъде подадена жалба по реда на чл. 22 ЗЕ.

Раздел IIIa Договори за достъп

Чл. 14. (1) Електроенергийният системен оператор сключва договори за достъп със:

1. привилегирован потребител, присъединен към електропреносната мрежа и регистриран по чл. 6 ПТЕЕ;

2. производител, присъединен към електропреносната мрежа, който захранва собствени обекти или потребител, присъединени към инсталациите на производителя, в случаите, когато производителят консумира енергия от мрежата и е регистриран по чл. 6 ПТЕЕ;

- 
3. обществен доставчик;
 4. разпределително предприятие;
 5. производител, който сключва сделки по реда на чл. 102 ЗЕ;
 6. търговец, който сключва сделки по реда на чл. 102 ЗЕ.
- (2) Договорите за достъп включват най-малко следното:

1. цена за достъп до преносна мрежа, определена от комисията, която се заплаща от ползвателите по ал. 1, т. 1-4 на база на измерените количества електрическа енергия и от ползвателите по т. 5 и 6 на база на регистрирани външни графици;

2. права и задължения на страните в съответствие с изискванията на Правилата за управление на ЕЕС;

3. условия на плащане и гарантиране, като се осигурява правото на потребителите да заплащат услугата “достъп” чрез избрания от тях доставчик на електрическа енергия.

Раздел IIIб Договори за пренос

Чл. 15. (1) Преносното предприятие сключва договори за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа със:

1. привилегирован потребител, присъединен към електропреносната мрежа и регистриран по чл. 6 ПТЕЕ;

2. производител, присъединен към електропреносната мрежа, който захранва собствени обекти или потребител, присъединени към инсталациите на производителя, в случаите, когато производителят консумира енергия от мрежата и е регистриран по чл. 6 ПТЕЕ;

3. обществен доставчик;

4. разпределително предприятие;

5. производител, който сключва сделки по реда на чл. 102 ЗЕ;

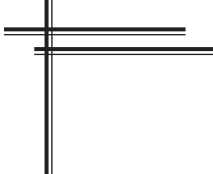
6. търговец, който сключва сделки по реда на чл. 102 ЗЕ.

(2) Договорите за пренос включват най-малко следното:

1. цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, определена от комисията, която се заплаща от ползвателите по ал. 1, т. 1-4 на база на измерените количества електрическа енергия и от ползвателите по т. 5 и 6 на база на регистрирани външни графици;

2. права и задължения на страните в съответствие с изискванията на Правилата за управление на ЕЕС;

3. условия на плащане и гарантиране, като се осигурява правото на потребителите да заплащат услугата “пренос” чрез избрания от тях доставчик на електрическа енергия.



Раздел IIIв

Договори за разпределение

Чл. 16. (1) Разпределителното предприятие сключва договори за разпределение (услугата разпределение включва предоставяне на достъп до и пренос по разпределителната мрежа) на електрическа енергия със:

1. привилегирован потребител, присъединен към електроразпределителната мрежа и регистриран по чл. 6 ПТЕЕ;

2. производител, присъединен към електроразпределителната мрежа, който захранва собствени обекти или потребител, присъединени към инсталациите на производителя, в случаите, когато производителят консумира енергия от мрежата и е регистриран по чл. 6 ПТЕЕ;

3. краен снабдител;

4. производител, който сключва сделки по реда на чл. 102 ЗЕ;

5. търговец, който сключва сделки по реда на чл. 102 ЗЕ.

(2) Договорите за разпределение включват най-малко следното:

1. права и задължения на страните в съответствие с изискванията на Правилата за управление на ЕЕС;

2. границата на собственост, мястото и начина на измерване на количествата пренесена ел. енергия за всеки обект;

3. начин на определяне на цената за услугата “разпределение” за всеки обект;

4. права и задължения на страните в съответствие с изискванията на Правилата за управление на ЕЕС;

5. условия на плащане и гарантиране, като се осигурява правото на потребителите да заплащат услугата “пренос” чрез избрания от тях доставчик на електрическа енергия.

Раздел IV

Контрол

Чл. 17. (1) Комисията осъществява контрол относно:

1. спазването на условията и реда за предоставяне на достъп до електропреносната и до електроразпределителните мрежи;

2. отказ за достъп до електропреносната и до електроразпределителните мрежи.

(2) Комисията има право да изисква и да получава от електропреносното предприятие, електроенергийния системен оператор и електроразпределителните предприятия информация относно:

1. сключените договори за пренос, договори за достъп и договори за разпределение и тяхното изпълнение;

2. друга информация и документи, необходими за изпълнението на

функциите ѝ по тези правила.

(3) При констатиране на нарушения по ал. 1 и 2 комисията има право да даде задължителни предписания и да наложи административно наказание по реда на ЗЕ.

Чл. 18. Всички спорове, възникнали във връзка с прилагането на разпоредбите на тези правила, могат да се отнесат за решаване от комисията по реда на ЗЕ.

Раздел V Други разпоредби

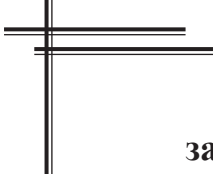
Чл. 19. Достъпът до електропреносната, съответно до електроразпределителните мрежи, се осъществява в съответствие с разпоредбите на ЗЕ и при спазване на Правилата за търговия с електрическа енергия, Правилата за управление на електроенергийната система, Правилата за управление на електроразпределителните мрежи и Правилата за измерване на количеството електрическа енергия.

Чл. 20. Председателят на комисията, съгласувано с преносното и разпределителните предприятия, производителите, привилегированите потребители и търговците на електрическа енергия, обществения доставчик и обществените снабдителни, организира изготвянето на предложения за изменение и допълнение на тези правила, на Правилата за търговия с електрическа енергия и на техническите правила на мрежите и внасянето им за приемане в комисията.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 1. Тези правила са изготвени на основание чл. 24, ал. 2 от Закона за енергетиката и са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с Решение № П-4 от 8 юни 2007 г.

§ 2. Търговските участници, придобили право на достъп по отменените Правила за условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи, запазват правото си на достъп до електропреносната и електроразпределителната мрежа. Договори за достъп и пренос се сключват от лицата, определени в раздел III и по реда, предвиден в Правилата за търговия с електрическа енергия, и по цени, определени от комисията.



ПРАВИЛА

за управление на електроенергийната система

Обн., ДВ, бр. 68 от 21 август 2007 г.

Глава първа

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) Тези правила регламентират правата и задълженията на преносното предприятие; електроенергийния системен оператор; производителите на електрическа енергия; разпределителните предприятия; потребителите, присъединени към електропреносната мрежа; обществения доставчик; обществените снабдителите и търговците на електрическа енергия, във връзка с планиране развитието на електропреносната мрежа, планиране и управление 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 изпитвания, за предоставяне на допълнителни и системни услуги и други дейности, свързани с цялостния процес на работа на електроенергийната система.

(2) Правилата за управление на електроенергийната система са основата за сключване на договори между преносното предприятие, електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната мрежа.

(3) Взаимоотношенията на преносното предприятие и електроенергийния системен оператор с външни (чуждестранни) партньори се регламентират чрез споразумения и правила за съвместна работа и сътрудничество.

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 електропреносната мрежа и производствените мощности в страната;
3. създаване на условия за участие на ползвателите на електропреносната 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 електропреносната мрежа;
2. техническите изисквания за присъединяване към електропреносната мрежа;
3. процедурите за ползване на електропреносната мрежа;
4. процедурите за планиране на работата на електроенергийната система;

5. процедурите за управление на електроенергийната система в реално време;

6. дейностите на електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната мрежа, свързани с управлението на качеството на работа на електроенергийната система;

7. процедурите за изпитвания на електроенергийната система.

(2) При дефинирането на процедурите и изискванията:

1. се гарантира сигурната, безопасната и ефективната 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. електроенергийният системен оператор има право да прилага пълен обхват 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. електроенергийният системен оператор има право да взема и прилага решения в случай на несъответствия между изискванията на участниците на електроенергийния пазар и изискванията за 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;

6. е спазен принципът на равнопоставеност и недискриминационно отношение към ползвателите, получили равнопоставен достъп до електропреносната мрежа, да пренасят електрическа енергия и да ползват мрежата и системните услуги при ясни и публично оповестени условия на заплащане, отразяващо дългосрочните осреднени прирастни разходи на електроенергийния системен оператор;

7. са спазени изискванията и условията за развитие на либерализиран електроенергиен пазар като предпоставка за обществено развитие без риск за живота и здравето на гражданите, при приемливи екологични замърсявания, икономически разходи и социално напрежение.

Чл. 4. (1) Всички данни, определени като класифицирана информация по смисъла на ЗЗКИ, предоставени в съответствие с изискванията на тези правила от ползвателите на електропреносната мрежа на електроенергийния системен оператор за достъп към електропреносната мрежа, се считат класифицирана информация от всеки участник в процеса на работа на електроенергийната

система, ако това е изрично отбелязано.

(2) Електроенергийният системен оператор, с изключение на случаи, определени в действащото законодателство, може да предоставя информация, маркирана като класифицирана информация, на трети лица само и единствено с писмено разрешение на собственика на информацията.

Г л а в а в т о р а ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА

Раздел I Общи положения

Чл. 5. (1) Правилата за планиране на развитието на електропреносната мрежа определят техническите критерии за планиране, потока и обема на информацията, обменяна между преносното предприятие, електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната мрежа за целите на планирането, както и прилаганите процедури.

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

(3) Взаимоотношенията, възникващи във връзка с разпоредбите по тази глава, се уточняват и договарят в договорите по чл. 62.

Чл. 6. (1) Електропреносната 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.

(2) Електропреносната мрежа се планира на базата на краткосрочни и дългосрочни планове за развитие на електроенергийната система.

(3) Плановите за развитие на електроенергийната система се разработват от електроенергийния системен оператор при минимални обществени разходи на базата на следната информация:

1. прогнози за развитието на потреблението на електрическа енергия от преносното предприятие/обществения доставчик, отделни потребители и/или разпределителни предприятия;

2. постъпили искания от производители на електрическа енергия за промяна на производствените мощности;

3. постъпили искания от нови производители на електрическа енергия за присъединяване към електропреносната и разпределителните електрически мрежи;

4. необходимост от нови мощности за производство на електрическа

енергия в случаите, когато сигурността на снабдяването с електрическа енергия не може да бъде осигурена посредством действащия лицензионен режим по Закона за енергетиката.

Чл. 7. Развитието на електропреносната мрежа включва изграждане на нови и реконструкция на нейните елементи, компенсиращи устройства и спомагателните мрежи и системи за управление.

Раздел II

Цели и обхват на планирането

Чл. 8. Планирането на развитието на електропреносната мрежа трябва да осигури своевременното и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа, с което да се осигури икономична и сигурна работа на електроенергийната система, при спазване на посочените в чл. 13 критерии за сигурност и действащите стандарти за качество на електроснабдяването.

Чл. 9. Планът за развитие на електропреносната мрежа трябва да посочва новите елементи, които е необходимо да бъдат изградени, техните основни технически характеристики, мястото им в електропреносната мрежа, сроковете и условията за въвеждането им в експлоатация.

Раздел III

Процедура на планиране

Чл. 10. (1) В съответствие със задълженията, произтичащи от Закона за енергетиката (ЗЕ) и издадената лицензия на преносното предприятие, електроенергийният системен оператор разработва и представя петгодишен план за развитие на електропреносната мрежа, който се актуализира минимум на две години съгласно чл. 9, ал. 2 ЗЕ.

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

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

Чл. 11. Планът трябва да посочва онези точки от електропреносната мрежа, които са най-подходящи за изграждане на нови връзки за бъдещ пренос на електроенергия с оглед насърчаване на конкуренцията и развитието на електропреносната мрежа.

Чл. 12. Планът за развитие на електропреносната мрежа трябва да се

основава на заявени, договорени или планирани от ползвателите на електропреносната мрежа нови производствени мощности или товари и да съдържа следната информация за съответния планов период:

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 електропреносната мрежа;
4. нива на токовете на къси съединения на шини 750, 400, 220 и 110 kV на подстанциите;
5. загуби на мощност и енергия от пренос и трансформация в електропреносната мрежа при максимално натоварване на електроенергийната система;
6. предложения за развитие на електропреносната мрежа и/или промени в топологията;
7. заявени, договорени или планови обмени на мощност с външните (чуждестранни) партньори;
8. предложения за изграждане на нови междусистемни електропроводи;
9. мощностен и електроенергиен баланс на страната;
10. план за развитие на нови производствени мощности при минимални обществени разходи, в това число списък на необходимите нови производствени мощности за гарантиране зададената степен на надеждност.

Чл. 13. (1) В процеса на експлоатация при нормален режим на работа електропреносната мрежа трябва да отговаря поне на критерия за сигурност “n – 1”, което означава, че:

1. изключването на един, който и да е елемент от електропреносната мрежа (електропровод, трансформаторна единица, генераторен блок или компенсиращо устройство), както и на група елементи на електропреносната 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) отклонения на напреженията в който и да е от възлите на електропреносната мрежа извън границите, посочени в чл. 21, ал. 2;

б) прекъсване на захранването на потребители на електроенергия;

в) претоварване на оставащите в работа елементи на електропреносната мрежа;

г) нарушаване на качеството на електроснабдяването;

д) намаляване на запаса по устойчивост под допустимите стойности, както следва:

– 20 % за нормална схема на работа;

– 8 % за следавариен режим;

е) нарушения в режима на работа на съседни електроенергийни систе-

ми, с които електроенергийната система на България работи в паралел;

2. изключването на двоен електропровод на обща стълбовна линия се приема като единична повреда.

(2) При присъединяване на АЕЦ към електропреносната мрежа се прилага критерий за сигурност "n – 2", което означава, че изключването на два, които и да са елементи от електропреносната мрежа, не трябва да довежда до избоените в ал. 1, т. 1 последствия.

Чл. 14. Конфигурацията на електропреносната мрежа трябва да позволява провеждането на планови ремонтни работи на съоръженията, без да се нарушават посочените в чл. 13 критерии за сигурност.

Чл. 15. Изборът 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. последствия 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. 16. Планът за развитие на електропреносната мрежа, в това число списък на необходимите за задоволяване нуждите на страната нови производствени мощности, се утвърждава от министъра на икономиката и енергетиката (МИЕ), след което се предоставя на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) и се публикува, за да бъде достъпен за всички съществуващи и потенциални ползватели на електропреносната мрежа.

Раздел IV

Предоставяне на информация за целите на планирането

Чл. 17. Електроенергийният системен оператор разработва плановете за развитие на електропреносната мрежа на базата на следната информация:

1. прогноза за развитието на електрическите товари и потреблението на електрическа енергия от отделните разпределителни предприятия;
2. постъпили искания от потребители, присъединени към електропреносната мрежа, за промяна на потребяваната електрическа мощност и енергия;
3. постъпили искания на нови потребители на електроенергия за присъединяване към електропреносната мрежа;
4. постъпили искания от производители на електрическа енергия за промяна на производствените мощности;
5. постъпили искания на нови производители на електроенергия за присъединяване към електропреносната мрежа;
6. постъпили искания от разпределителните предприятия за изменения на присъединяванията;

7. постъпили искания на ползватели на мрежата за обмен на електроенергия с ползватели на мрежи на други електроенергийни системи (ЕЕС).

Чл. 18. (1) Посочената в чл. 17 информация се предоставя на електроенергийния системен оператор от ползвателите на електропреносната мрежа в частта, отнасяща се до тяхната дейност.

(2) Информацията за потреблението или за производствените мощности на ползвателите на електропреносната мрежа, която има класифициран характер, се използва от електроенергийния системен оператор само за прогнозиране на потоците на мощност и за плана за развитие.

Г л а в а т р е т а

ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ КЪМ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Раздел I

Общи положения

Чл. 19. Основната цел на правилата за присъединяване към електропреносната мрежа е да бъдат осигурени:

1. нормална работа на присъединявания ползвател при запазване на необходимата сигурност, безопасност и качество на работа на електроенергийната система след неговото включване;

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 електропреносната мрежа;

3. ненакърняване условията за ползване на мрежата от други ползватели.

Чл. 20. (1) Първоначално присъединяване на ползвател към електропреносната 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 електропреносната и електроразпределителните мрежи;

2. са изпълнени техническите, проектните и експлоатационните изисквания, посочени в действащите наредби и правила за работа на електропреносната мрежа, от кандидатстващите за присъединяване към електропреносната мрежа ползватели;

3. ползвателят е сключил договор за присъединяване с преносното предприятие.

(2) Взаимоотношенията, възникващи във връзка с разпоредбите по тази глава, се уточняват и договарят:

1. за новоприсъединявани ползватели на електропреносната мрежа – в договорите за присъединяване, които те сключват с преносното предприятие;
2. за вече присъединени ползватели на електропреносната мрежа – в договорите по чл. 62 и/или в нови договори за присъединяване за предвидените случаи в чл. 4, ал. 1, т. 2-8 от Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към електропреносната и разпределителните електрически мрежи.

Раздел II

Технически параметри на електропреносната мрежа

Чл. 21. (1) Проектните и експлоатационните параметри за номиналните напрежения и допустимите отклонения от тях в електропреносната мрежа и в местата на присъединяване на ползвателите при нормална работа са, както следва:

Номинални напрежения	Допустими отклонения
110 kV	$98 \text{ kV} \leq U \leq 123 \text{ kV}$
220 kV	$198 \text{ kV} \leq U \leq 245 \text{ kV}$
400 kV	$380 \text{ kV} \leq U \leq 420 \text{ kV}$
750 kV	$712 \text{ kV} \leq U \leq 787 \text{ kV}$

(2) Поддържаните стойности на напрежението в отделните възли на електропреносната мрежа се определят и регулират от електроенергийния системен оператор, а в подстанции (РУ) за присъединяване на електроразпределителни мрежи – координирано с оператора на електроразпределителната мрежа.

(3) Преносното предприятие, електроенергийният системен оператор и ползвателите избират съоръженията на електроенергийната система и съоръженията за присъединяването на електроенергийните обекти така, че колебанията на напрежението при къси съединения и/или пренапрежения да не смущават нормалната им работа.

(4) Устойчивостта на ползвателите трябва да бъде запазена, докато стойността на напрежението в мястото на присъединяване е по-голяма от 80 % от номиналната.

(5) С цел предотвратяване на каскадни изключения и нарушаване на баланса между производство и потребление по време на къси съединения в електроенергийната система ползвателите трябва да приемат без смущения краткотрайни понижени стойности на напрежението, както следва:

1. липса на напрежение в мястото на присъединяване за време, по-малко от 0,15 s;
2. стойността на напрежението в мястото на присъединяване е по-ниска

от 50 % от номиналната за време, по-малко от 0,7 s;

3. напрежението в мястото на присъединяване се възстановява до нормалните си стойности за време, по-малко от 1,5 s.

(6) При понижаване на напрежението вследствие на претоварвания на електропроводи или трансформатори противоаварийната автоматика трябва да го възстанови до нормалните му стойности за време, по-малко от 20 s.

(7) При повишаване на напрежението поради оставане на празен ход на електропроводи противоаварийната автоматика трябва да го възстанови до нормалните му стойности за време, по-малко от 10 s.

Чл. 22. Номиналната честота на електроенергийната система е 50,0 Hz. При нормални експлоатационни условия се допускат отклонения от номиналната стойност в интервала от 49,5 до 50,2 Hz.

Чл. 23. (1) Електропреносната мрежа работи с директно заземен звезден център.

(2) Начинът на заземяване на звездните центрове на съоръженията на ползвателите на електропреносната мрежа се определя от електроенергийния системен оператор съобразно техническите характеристики на електропреносната мрежа и съоръженията на ползвателя.

Чл. 24. За нуждите на проектирането, избора на съоръжения и режими на работа ползвателите получават от електроенергийния системен оператор 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. 25. Границата на собственост между електрическите съоръжения на преносното предприятие и тези на ползвателите потребители, производители и разпределителни предприятия се определя от начина на присъединяване и от вида на съоръженията в мястото на присъединяване, както е посочено в Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните мрежи.

Раздел III

Технически изисквания за присъединяване на потребители

Чл. 26. При потреблението на активна енергия не се допуска превишаване на максимално допустимото натоварване на нито един елемент от електропроводите и хранящата подстанция, собственост на преносното предприятие.

Чл. 27. (1) Електроенергийният системен оператор 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 плана за:

1. автоматично честотно разтоварване (АЧР) и/или отделяне (АЧО) при аварийно понижаване на честотата в електроенергийната система;
2. системна автоматика за ограничаване на натоварването (САОН) при аварийно изключване на големи единични генераторни блокове;
3. участие в коридори за възстановяване след системни аварии;
4. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация с електроенергийния системен оператор.

(3) Максимално допустимите натоварвания на електропроводите, техническите параметри и настройки на АЧР, на АЧО, на САОН и конфигурацията на коридорите за възстановяване се задават от електроенергийния системен оператор и се съгласуват в договора, сключен между електроенергийния системен оператор и потребителя съгласно чл. 62.

Чл. 28. (1) Потребителят трябва да ползва електрическа енергия с фактор на мощността $\cos \varphi$ в диапазона 0,9 индуктивен до 1,0, освен ако в договора между електроенергийния системен оператор и потребителя не е упоменато друго.

(2) Действителният фактор на мощността се изчислява на базата на 15-минутните показания на средства за търговско измерване за активна и реактивна енергия.

(3) Когато изискването по ал. 1 не е спазено за даден потребител, в договора по чл. 62 между електроенергийния системен оператор и потребителя трябва да се договорят специфични условия (отделна услуга за регулиране).

Чл. 29. (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 изискването по ал. 2 не е спазено за даден потребител, в договора по чл. 62 между електроенергийния системен оператор и потребителя трябва да се договорят специфични условия (отделна услуга за регулиране).

Чл. 30. (1) Общата сума на ефективните стойности на висшите хармонични съставлящи в тока към потребителя не трябва да надхвърля 8 % за мрежи НН и СрН и 3 % за мрежи ВН от ефективната стойност на съставлящата с основна честота (50 Hz) в мястото на присъединяване съгласно БДС EN 50160 и БДС IEC 61000-2-2.

(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. 31. (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 електропреносната мрежа и смущенията в режима на работа на други ползватели на електропреносната мрежа.

(3) Когато за даден потребител е технически невъзможно да изпълни изискването по ал. 2, в договора по чл. 62 между електроенергийния системен оператор и потребителя трябва да се предвиди отделна услуга за регулиране.

Чл. 32. (1) Когато потребител консумира електрическа енергия от електропреносната 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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 33. Електроенергийният системен оператор, преносното предприятие и ползвателите използват единна система, изготвена от електроенергийния системен оператор, за обозначаване на всички съоръжения, гарантираща сигурна и безопасна работа на електроенергийната система.

Чл. 34. (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.

Чл. 35. (1) Релейните защиты на присъединенията на потребителя към електропреносната мрежа трябва да отговарят на действащите в страната стандарти и нормативни актове.

(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 електроенергийния системен оператор се допуска:

1. при присъединяване на потребител, чрез свои електропроводи към разпределителна уредба на преносното или разпределителна уредба, собственост на потребителя е присъединена към електропреносната мрежа, чрез електропроводи, собственост на преносното предприятие, 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 на потребител, чрез свои електропроводи към разпределителна уредба на преносното или разпределителна уредба, собственост на потребителя, е присъединена към електропреносната мрежа, чрез електропроводи, собственост на преносното предприятие, за електропроводи 110 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 на потребителя чрез свой трансформатор към подстанция на електропреносната мрежа видът, обемът и организацията на релейните защиты на трансформатора са предмет на проект, който се съгласува с електроенергийния системен оператор с цел съвместимост със съществуващите устройства.

(8) При свързване на потребителя към вторичната страна на трансформатор, собственост на преносното предприятие, видът, обемът и организацията на релейните защиты на съоръженията, свързани към вторичната страна на трансформатора, са предмет на проект, който се съгласува с електроенергийния системен оператор 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. 36. (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 електроенергийния системен оператор на базата на проведени изчисления и изисквания за сигурност на електроснабдяването.

(2) Конкретните настройки на устройството за АПВ се определят и извършват съгласувано с електроенергийния системен оператор.

Чл. 37. (1) За присъединяване на потребител към електропреносната мрежа 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 смущението 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 електроенергийния системен оператор 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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 38. (1) За електропроводите, свързващи потребителя и работещи в паралел с електропреносната мрежа 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 електроенергийния системен оператор, 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 електроенергийния системен оператор на базата на актуализирани изчисления.

(2) Настройките на релейните защиты на присъединенията между електрическите уредби на потребителя и електроенергийната система се определят от електроенергийния системен оператор.

(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 за-

дължително се осигуряват следните комуникационни възможности:

1. телефон (основен и резервен, мобилен);
2. факс;
3. телеизмерване и телесигнализация;
4. телеуправление;
5. дистанционно четене на данни от средствата за търговско измерване.

Чл. 41. (1) 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.

(2) В зависимост от конкретните условия електроенергийният системен оператор може да изиска от потребителите монтирането на противоаварийна автоматика, изпълняваща защитни функции в мястото на присъединяването им. Защитните функции (логиката на автоматиката), настройките и мястото на монтирането ѝ се определят от ЕСО, а доставката и монтажът са за сметка на потребителя, ако е в неговата собственост.

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 мощност на електрическите генератори трябва да се запазва при отклонение на напрежението на клемите на генератора до $\pm 5\%$ и на честотата до $\pm 2,5\%$.

(4) При отклонения на напрежението в мястото на присъединяване в диапазон $\pm 10\%$ от номиналната стойност работната точка на генератора при максимално натоварване трябва да остава в границите на работната му $P-Q$ диаграма.

(5) При отклонения на честотата генераторите трябва да остават вклю-

чени и да доставят мощност към електропреносната мрежа съгласно изискванията на завода производител. При липса на такива изисквания генераторите трябва да остават включени и да доставят мощност към електропреносната мрежа най-малко със следната продължителност:

Честотен диапазон *	Минимална продължителност *
От 50,5 Hz до 51,5 Hz	15 min
От 49 Hz до 50,5 Hz	постоянно
От 48,5 Hz до 49 Hz	1 h
От 48 Hz до 48,5 Hz	20 min
От 47,5 Hz до 48 Hz	10 min

* Честотните диапазони и минималната продължителност за генераторите в АЕЦ и ВЯЕЦ се уточняват в договора за присъединяване и договора по чл. 62 между електроенергийния системен оператор и централата в зависимост от технологичния регламент за безопасна експлоатация на съответните ядрени блокове или технологичните особености на ВЯЕЦ и в съответствие с чл. 43, ал. 4.

(6) Производствените агрегати, освен тези в АЕЦ и ВЯЕЦ, трябва да са пригодени за надеждно преминаване от произволна работна точка в режим на захранване само на собствени нужди. При това агрегатите трябва да са в състояние да работят най-малко два часа в този режим.

Чл. 43. (1) Електроенергийният системен оператор 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 на остров и/или на собствени нужди;
2. автоматично бързо разтоварване при повишаване на честотата и условия, определени от електроенергийния системен оператор;
3. работа в островен режим и ресинхронизация към електроенергийната система;
4. участие в коридори за възстановяване след системна авария;
5. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация със системния оператор;
6. работа в режим на групово управление по реактивна мощност с пропорционално разпределяне на мощността между работещите агрегати спрямо номиналната им мощност за новостроящи се или подлежащи на рехабилитация ТЕЦ;
7. работа в режим на групово управление по напрежение за новостроящи се или подлежащи на рехабилитация ТЕЦ.

(3) Производителите на електроенергия от новостроящи се или подлежащи на рехабилитация ВЕЦ с единична мощност на агрегатите над 10 MW са длъжни да приемат и изпълняват:

1. пускане без външно захранване на собствените нужди и захранване на останала без напрежение част от електропреносната мрежа;
2. работа в островен режим и ресинхронизация към електроенергийната система;
3. участие в коридори за възстановяване;
4. осигуряване на комуникационни връзки и обмен на информация с електроенергийния системен оператор;
5. автоматично бързо разтоварване при повишаване на честотата и условия, определени от електроенергийния системен оператор;
6. работа в режим на групово управление по активна мощност с пропорционално разпределяне на мощността между работещите агрегати спрямо номиналната им мощност;
7. работа в режим на групово управление по реактивна мощност с пропорционално разпределяне на реактивната мощност между работещите агрегати спрямо номиналната им мощност;
8. работа в режим на групово управление по напрежение;
9. работа в режим на групово управление по честота (при островен режим);
10. при автоматично изключване на агрегат от системата, липса на електрическа или механична повреда в него и първична схема, позволяваща автономно захранване на собствените му нужди, той трябва да остане във въртящ резерв с включено възбуждане и номинално напрежение (работа на "собствени нужди").

(4) Производителите на електроенергия от вятърни електроцентрали (ВяЕЦ), присъединени към електропреносната мрежа, са длъжни да осигуряват:

1. при нормално пускане и спиране стойността на градиента на изменение на изходящата мощност dP/dt да се съгласува с електроенергийния системен оператор и не трябва да бъде по-голяма от 10 MW/min;
2. комуникационни връзки и обмен на информация с електроенергийния системен оператор;
3. възможност за запазване на синхронизма и производството на агрегатите в честотния диапазон от 47,0 до 51,0 Hz неограничено продължително време; при честота под 47,5 Hz ВяЕЦ трябва да може да се изключва при определени от електроенергийния системен оператор условия; при определена честота (над 50,3 Hz) ВяЕЦ трябва да може да се разтоварва и/или изключва незабавно, при определени от електроенергийния системен оператор условия;
4. изграждане на необходимите компенсиращи устройства по реактивна мощност за регулиране на напрежението в границите, посочени в графика по

напрежение, разработван ежесечно от електроенергийния системен оператор, ако използваните агрегати не са в състояние да регулират напрежението; мощността на компенсиращото устройство се съгласува между електроенергийния системен оператор и производителя;

5. неограничено запазване на синхронизма при напрежение на преносната мрежа в точката на присъединяване от $U = 0,8$ до $1,1 U_n$;

6. възможност за плавно автоматично увеличаване на генерираната активна мощност по предварително зададен градиент след възстановяване от аварийно изключване;

7. автоматична синхронизация на агрегатите след тяхното автоматично изключване да се осигурява само след разрешение от оперативния персонал на електроенергийния системен оператор (такава синхронизация не се допуска след автоматично включване на агрегатите);

8. общата работна мощност на включените в работа ВЯЕЦ не трябва да надвишава 10-20 % от текущия системен товар; конкретната ѝ стойност се определя от електроенергийния системен оператор;

9. дистанционно отчитане на произведената електрическа енергия и на отдадената в електропреносната мрежа мощност.

(5) При ограничения в пропускателната способност на електропреносната мрежа оперативният персонал на електроенергийния системен оператор има право да ограничава генерацията на ВЯЕЦ, включително чрез изключването им от ЕЕС;

(6) Производителите се задължават да приложат технически мерки при различните оперативни и аварийни изключения (ръчни и автоматични) да не се допуска работа на електрическата централа към отделена част от мрежа или шинна система 110-220 kV без включен към нея трансформатор със заземена неутрала на намотка 110 (220) kV. Техническите мерки се доказват с работен проект и се съгласуват с електроенергийния системен оператор преди присъединяването.

(7) Производителите са длъжни да предоставят и съгласуват с електроенергийния системен оператор техническите параметри на електрическите генератори, които възнамеряват да инсталират и присъединят към електропреносната мрежа.

Чл. 44. (1) Всички синхронни генератори трябва да имат система за възбуждане, осигуряваща продължителна работа при номинално натоварване на синхронния генератор в допустимите експлоатационни условия за дадената електрическа централа. Конструкцията, типът и настройките на възбудителните системи на хидрогенератори над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да бъдат съгласувани с електроенергийния системен оператор.

(2) Условията и параметрите за форсировка на хидрогенератори над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да бъдат съгласувани с електроенергийния системен оператор.

(3) Възбудителната система трябва да може да увеличава (форсира) възбудителния ток на синхронния генератор за време не по-малко от 10 s и кратност спрямо номиналния роторен ток на синхронния генератор, както следва:

1. за хидрогенератори до 10 MVA – минимална кратност 1,5;
2. за хидрогенератори над 10 MVA – минимална кратност 1,6;
3. за турбогенератори до 25 MVA – минимална кратност 1,8;
4. за турбогенератори над 25 MVA – минимална кратност 2,0.

(4) Условията и параметрите за форсировка на хидрогенератори над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да бъдат съгласувани с електроенергийния системен оператор.

(5) Скоростта на промяна на възбудителното напрежение при форсировка на синхронния генератор не трябва да е по-ниска от 2 отн.ед./s при база възбудителното напрежение при номинална мощност на синхронния генератор.

(6) Възбудителните системи на новите и рехабилитираните генератори с мощност над 10 MVA за хидрогенератори и над 25 MVA за турбогенератори трябва да бъдат статични, като степента на резервиране на конверторите се съгласува с електроенергийния системен оператор. Безчеткови възбудителни системи се допускат само при блокове с мощност под 3 MVA и над 500 MVA, ако конструкцията на генератора го изисква.

(7) Електроенергийният системен оператор има право да контролира състоянието, работата, настройките и техническата документация на възбудителните системи на всички производители, присъединени към електропреносната мрежа.

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 $\pm 1\%$;
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 или устойчиво да разпределят реактивната мощност между синхронните генератори, свързани към общи шини (статизъм по реактивна мощност).

(4) Автоматичните регулатори на възбуждане трябва да притежават следните ограничители: ограничител на максималния роторен ток, ограничител на минималния възбудителен ток, P/Q – ограничител на роторния ток при недовозбуждане, ограничител на статорния ток, ограничители на изменението на заданието по напрежение, на реактивната мощност и на възбудителния ток. Настройките на ограничителите трябва да бъдат координирани с настройките на съответните функции в релейните защиты.

(5) Автоматичните регулатори на възбуждане на синхронни хидрогенератори с мощност над 10 MVA и турбогенератори с мощност над 25 MVA трябва

да имат системен стабилизатор (PSS), като типът, настройките и изпитванията на стабилизатора се съгласуват с електроенергийния системен оператор.

(6) Автоматичните регулатори на възбуждане при шунтово захранване на възбудителната система трябва да осигуряват първоначално възбуждане и плавен старт до достигане на зададеното напрежение на изводите на генератора.

(7) 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.

(8) Автоматичните регулатори на възбуждане на синхронни хидрогенератори с мощност над 10 MVA и турбогенератори над 25 MVA трябва да осигуряват възможност за управление от по-горно йерархическо ниво (система за групово управление на възбуждането, управляваща система и т.н.)

(9) Автоматичните регулатори на възбуждане на новите и рехабилитираните генератори с мощност над 10 MVA за хидрогенератори и над 25 MVA за турбогенератори трябва да бъдат цифрови, със съгласувана от електроенергийния системен оператор степен на резервиране на каналите.

(10) Цифровите регулатори за възбуждане трябва да притежават следните допълнителни функционални възможности: автоматично регулиране на напрежението, автоматично регулиране на реактивната мощност, ръчно регулиране на роторния ток, U/f – ограничител, автоматично следене между ръчния и автоматичния режим, автоматично следене между каналите (при двуканална система), логическа последователност на възбуждането, контрол на оперативните вериги и работещите програми, контрол изправността на процесорите и нивата на захранващите напрежения, измерване температурата на ротора, настройка и визуализация на параметрите на възбудителната система от локалния панел на регулатора и от персонален компютър.

(11) Цифровите регулатори за възбуждане трябва да осигуряват поддържане на заданото с точност:

1. в режим регулиране на напрежението – не по-ниска от $\pm 0,5 \%$;
2. в режим регулиране на реактивната мощност – не по-ниска от $\pm 1,0 \%$;
3. в режим регулиране на възбудителния ток – не по-ниска от $\pm 1,0 \%$.

(12) Блочните трансформатори трябва да не ограничават синхронните генератори да отдават реактивна мощност в целия диапазон, определен от $P - Q$ диаграмата на генератора, без това да води до повишаване на генераторното напрежение над $1,05 U_n$ или недопустимо понижаване на устойчивостта им (под 20%). За целта производителят предоставя на електроенергийния системен оператор за съгласуване основните технически параметри на новите блочни трансформатори и на тези, които се рехабилитират.

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 диапазона от 0 до 110 %. В зависимост от особеностите на турбината конкретните настройки се предлагат от собственика и се утвърждават от електроенергийния системен оператор.

(3) Системите за автоматично регулиране на активната мощност на турбината трябва да осигуряват възможност за поддържане 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 с 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 свръхоборот.

(6) Системите за автоматично регулиране на оборотите на турбината трябва да осигуряват възможност за ограничение и защита от свръхоборот 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 ± 10 mHz;
2. да имат възможност за настройване на мъртва зона до 500 mHz за диапазона от 49,0 до 50,5 Hz;
3. да осъществяват регулиране по статична характеристика с възможност за настройка на статизма в границите от 2 до 10 %.

(8) Синхронни агрегати с мощност над 10 MVA за хидроагрегати и над 25 MVA за турбоагрегати трябва да осигуряват възможност за участие във вторичното регулиране на честотата и обменните мощности на ЕЕС (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 се извършва:

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.

(9а) Общостанционният регулатор на централата трябва да разпознава автоматичното преминаване в "островен" режим на който и да е от работещите агрегати, след което сам да превключва автоматично всички останали работещи агрегати в същия режим. При автоматично преминаване в "островен" режим общостанционният регулатор трябва да превключи автоматично и регулатора на напрежение в режим "групово управление по напрежение" с начално задание, определено от оператора. Превключването от "островен" режим към режим на регулиране по мощност се извършва само ръчно от дежурния оператор в централата.

(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.

(11) Електрическите централи (водни и газови), предвидени за енергийни възстановителни коридори, трябва да имат общостанционен регулатор, осигуряващ групово управление на агрегатите по честота от съответната централа.

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 електроенергийния системен оператор.

(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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 48. Преносното предприятие, електроенергийният системен оператор и ползвателите използват единна система, одобрена от електроенергийния



системен оператор, 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 като минимум трябва да съответстват на изискванията на Наредбата за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии и с действащи в страната стандарти, наредби и правилници.

(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 електроенергийния системен оператор.

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

(4) 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.

(5) На електропроводите за присъединяване на РУ на централи към мрежи с директно заземен звезден център 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 – групов земна защита.

(6) 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.

(7) 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.

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

(9) Комбинацията, типът и функциите на релейните защиты са предмет на съгласуване между централата и електроенергийния системен оператор.

(10) 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 – електроенергийният системен оператор.

(11) 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 разпределителната уредба при централата с ЕЕС, е предмет на съгласуване между собственика на разпределителната уредба при централата и електроенергийния системен оператор на базата на проведени изчисления за динамична устойчивост.

(2) Конкретните настройки за АПВ се съгласуват с електроенергийния системен оператор.

Чл. 51. (1) За да не се допусне разширяване на смущението при отказ на прекъсвач, участващ във връзката между разпределителната уредба при 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 електроенергийния системен оператор на базата на изчисления за устойчивост.

(3) Устройството се организира на принципа “УРОП на прекъсвач”.

(4) Монтирането, въвеждането и поддържането на УРОП са 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 електроенергийния системен оператор.

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 електроенергийния системен оператор.

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

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

Чл. 53. (1) Всички нелъчисти електрически присъединения към разпределителните уредби с напрежение 110 kV и по-високо трябва да бъдат оборуд-

вани със системи за точна синхронизация. Синхронизацията на генераторите трябва да е възможна в диапазон най-малко между 47,5 и 51 Hz. Настройките на синхронизиращите устройства (допустима разлика в напреженията, допустима разлика в честотата, допустимо дефазирание и т.н.) трябва да се съгласуват с електроенергийния системен оператор.

(2) Синхронните електрически генератори с мощност над 10 MW трябва да бъдат съоръжени със системи за автоматична точна синхронизация.

(3) Когато синхронните електрически агрегати са с мощност под 10 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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 54. (1) Електрическите агрегати (блокове) в термичните централи с номинална мощност над 25 MVA, които са директно свързани към електропреносната мрежа, трябва да са съоръжени с АЧО, осигуряващо захранването на мрежата за собствени нужди (СН), в случай на аварийно понижение или повишение на честотата на електрическата мрежа. Автоматично честотно отделяне не се изисква за атомни централи.

(2) Автоматичното честотно отделяне трябва да има възможност за настройка по честота в диапазона от 46 до 53 Hz и по време – в диапазона от 0 до 3 s. Агрегатът (централата) трябва надеждно и продължително да захранва собствени нужди след отделяне от системата при всяка работна точка на генератора.

(3) Техническите параметри и настройки на АЧО се определят и задават от електроенергийния системен оператор.

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

(2) Асинхронен ход е недопустим за генератори с номинална мощност над 10 MVA. Те трябва да бъдат съоръжени със защита срещу асинхронен ход и защита от пренапрежение на ротора, въздействаща на изключване на генератора от мрежата. При загуба на устойчивост съответният генератор трябва да се изключи автоматично от мрежата, за да се предотврати повторно “превъртане” на ротора.

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 електроенергийния системен оператор на базата на актуализирани изчисления.

(2) Настройките на релейните защиты на присъединенията между електрическата централа и електроенергийната система се определят от електроенергийния системен оператор.

(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 (основен и резервен, мобилен);
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;
9. проверки на противоаварийни автоматики.

Раздел V

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

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

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

(2) При наличие на производствени мощности към разпределителната

мрежа присъединяването на разпределителната към електропреносната мрежа се урежда съгласно изискванията на раздел IV от глава трета.

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

Г л а в а ч е т в ъ р т а

ПОЛЗВАНЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА

Чл. 62. (1) Електропреносната мрежа се ползва за пренос на електрическа енергия, за предоставянето на допълнителни услуги и за получаване на системни услуги.

(2) Ползването се извършва чрез вкарване на мощност/електроенергия от уредбите на производителите в определени възли на електропреносната мрежа и изкарване на еднаква мощност/електроенергия от същите или други възли чрез уредбите на потребителите при обезпечени системни показатели – честота, напрежение, сигурност.

(3) Електроенергийният системен оператор определя и надзирава максимално допустимата мощност, която може да бъде вкарана в /или съответно изкарана от всеки възел на електропреносната мрежа през всеки период, за да не бъдат нарушени показателите на електроенергийната система.

(4) Ползването се основава на договор за достъп (право на ползване на електропреносната мрежа и системните услуги), сключен между ползвателя и електроенергийния системен оператор, както и на договор за пренос на електрическа енергия, сключен между ползвателя и преносното предприятие съгласно ЗЕ, действащите подзаконови нормативни актове и общите административни актове, приети от ДКЕВР.

(5) В договорите по ал. 4 се уточняват взаимоотношенията, възникващи във връзка с разпоредбите по тази и следващите глави между ползвателите на електропреносната мрежа, от една страна, и електроенергийния системен оператор, от друга.

Чл. 63. (1) Производителите ползватели на електропреносната мрежа, които са получили право на ползване на електропреносната мрежа и системните услуги, доставят в електропреносната мрежа договорената от тях електроенергия въз основа на разрешени от електроенергийния системен оператор графици за доставки през всеки единичен пазарен интервал (период на сетълмент), а потребителите ползватели на електропреносната мрежа получават от нея договорената от тях електроенергия въз основа на разрешени от електроенергийния системен оператор графици за доставки.

(2) Преносното предприятие пренася през електропреносната мрежа доставената от ползвателите производители електроенергия до ползвателите потребители в съответствие с диспечиранията от електроенергийния системен

оператор графици за доставки, електроенергията за балансиране, както и електроенергията за загуби в електропреносната мрежа.

(3) Ползвателите на електропреносната мрежа се балансират за разликата между фактическа доставената във, респективно получената от мрежата енергия, и тази по договорения график за доставка по ред и условия, указани в Правилата за търговия с електрическа енергия по чл. 91, ал. 2 ЗЕ.

(4) Електроенергийният системен оператор осъществява общия баланс между производството и потреблението на електрическа енергия в зоната/блока за управление (контролния блок) чрез съвместното използване на резервите за първично, вторично и третично регулиране, пазари на балансираща енергия, както и чрез активиране на студения резерв.

(5) Електроенергийният системен оператор изкупува от доставчици необходимите за сигурността на ЕЕС допълнителни (помощни, спомагателни) услуги и ги предоставя на всички ползватели на електропреносната мрежа, заедно със системните услуги, които той извършва (планиране, диспечериране и управление на надеждната синхронна работа на мрежата и нейните ползватели; балансиране на доставките; определяне и разпределяне на преносна способност; измерване и отчитане на мощностите, регулиращата и балансиращата енергия; уреждане на задълженията на пазарните участници и други присъщи операторски дейности).

(6) При възникване на обстоятелства, застрашаващи сигурността на работата на електроенергийната система или на части от нея, електроенергийният системен оператор има право временно да спира изпълнението на сделки или да променя договорените количества електрическа енергия по тях при условия и по начин, описани в Правилата за търговия с електрическа енергия и наредбите съгласно чл. 74, ал. 1 и чл. 115 ЗЕ.

(7) Взаимните задължения между ползвателите на електропреносната мрежа при процеса на ползване на мрежата и системните услуги, както и при балансирането на графиците за доставка се определят след периода на ползване (доставката) по ред и начин, определени в Правилата за търговия с електрическа енергия.

(8) Електроенергийният системен оператор санкционира нарушителите на договорените с ползвателите на мрежата технически изисквания за надеждна работа на електроенергийната система съгласно условията на договора.

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

(2) За целите на участие в пазара на електрическа енергия ползвателите на електропреносната мрежа могат да се обединяват чрез формиране на балансиращи групи. Участниците във всяка балансираща група упълномощават с договор финансово отговорно юридическо лице за уреждане небалансите на

съответната група (координатор на балансиращата група), което трябва да е регистрирано лице за участие в пазара на балансираща енергия.

(3) Електроенергийният системен оператор сключва договори с координаторите на балансиращи групи след потвърждаване готовността на преносното предприятие да събира, удостоверява и предоставя търговско измерените фактически доставяни енергии през всеки единичен пазарен период за всяко място на измерване по границата на съответната балансираща група.

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

(2) Изготвянето на графиците за доставка на балансиращата група и реализирането на потвърдените от електроенергийния системен оператор графици се извършва от координатора на балансиращата група.

(3) В срокове и по начин, указани в глава V на тези правила и в Правилата за търговия с електрическа енергия лицето по ал. 2 кореспондира с електроенергийния системен оператор относно графиците за доставки в балансиращата група и за обмен между балансиращата група и други ползватели на електропреносната мрежа и/или балансиращи групи.

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

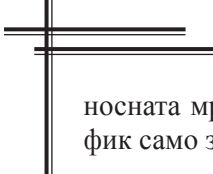
Чл. 66. (1) Количеството електрическа енергия, постъпващо във всяка балансираща група в местата на обмен, трябва да бъде равно на сумата от количествата енергия по графиците за покупка на електрическа енергия от други балансиращи групи и/или ползватели на електропреносната мрежа.

(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 електропреносната мрежа.

Чл. 67. (1) Преносът на електрическа енергия през електропреносната мрежа при снабдяване от производители на свои предприятия и обекти с електрическа енергия се извършва при условията на 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.

(3) Когато обектите по ал. 1 принадлежат към една балансираща група, но преносът на електроенергия се осъществява през елементи на електропре-



носната мрежа, координаторът изготвя и представя на оператора отделен график само за тази енергия.

Г л а в а п е т а

ПЛАНИРАНЕ НА РАБОТАТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА

Раздел I

Прогнози на потреблението

Чл. 68. Електроенергийният системен оператор извършва прогнози на потреблението за целите на:

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

Чл. 69. (1) За анализи на потреблението на електрическа енергия и корекция на годишната прогноза разпределителните предприятия/общественият снабдител предоставят на електроенергийния системен оператор отчетни данни за всеки месец на текущата година до края на всяко тримесечие за месечен енергиен баланс с данни за електроенергията, постъпила в разпределителната мрежа по източници, продажби на съседни разпределителни предприятия/обществения снабдител и клиенти по тарифни групи, технологични разходи за разпределение на електроенергията.

(2) Разпределителните предприятия/общественият снабдител предоставят на електроенергийния системен оператор отчетни данни за всеки месец на предходната календарна година за целите на инвестиционното и на годишното планиране до края на март 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 електропреносната 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 електропреносната мрежа.

Чл. 70. (1) Разпределителните предприятия предоставят на електроенергийния системен оператор за всяка подстанция (РУ), присъединена към електропреносната мрежа, прогнозни данни за всяка от следващите пет календарни години за целите на инвестиционното планиране до края на март текущата година, както следва:

1. годишни количества електроенергия;
2. максимални и минимални мощности;
3. получени заявки за присъединяване на нови електропроизводствени мощности към разпределителната мрежа;
4. евентуални планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват към разпределителната мрежа, в случай че разпределителното предприятие е уведомено за тях.

(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 електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор 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 март текущата година, както следва:

1. количества електроенергия;
2. товарови диаграми за дните на минимално и максимално натоварване на потребителя;
3. товарови диаграми за дните на минимално и максимално натоварване на електропреносната мрежа.

Чл. 72. (1) Преносното предприятие и производителите, ползватели на електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор до 31 март текущата година прогнозни данни за всяка от следващите пет календарни години за целите на инвестиционното планиране, както следва:

1. годишно електропроизводство;
2. получени заявки за присъединяване на нови електропроизводствени мощности към електропреносната мрежа;
3. планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват към електропреносната мрежа;
4. годишни количества на потребление на електроенергия пряко от електропреносната мрежа;
5. дългосрочни договори за внос/износ на електроенергия.

(2) Потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор, за всяко място на присъеди-

няване към електропреносната мрежа, прогнозни данни за всяка от следващите пет календарни години за целите на инвестиционното планиране до края на март текущата година, както следва:

1. годишни количества електроенергия;
2. максимални и минимални мощности за съответните години;
3. планове за строителство на нови електропроизводствени мощности, които ще се присъединяват към електропреносната мрежа.

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

Чл. 73. (1) Разпределителните предприятия/крайният снабдител предоставят на електроенергийния системен оператор за всяка РУ, присъединена към електропреносната мрежа, прогнозни месечни данни за следващата календарна година за целите на годишното планиране до 31 май текущата година, получени от ползвателя на електроразпределителната мрежа, както следва:

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

(2) Разпределителните предприятия/крайният снабдител предоставят на електроенергийния системен оператор за целите на годишното и месечното планиране до 31 май текущата година, получени от ползвателя на електроразпределителната мрежа, следните прогнозни месечни данни за следващата година:

1. за източници на електроенергия – ползватели на електроразпределителната мрежа, както следва:

- а) доставени в разпределителната мрежа количества електроенергия;
- б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените 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;

3. месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница съгласно чл. 100 ЗЕ и заангажираната за тези цели разполагаемост;

4. месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

Чл. 74. (1) Потребителите, присъединени към електропреносната мре-

жа, предоставят на електроенергийния системен оператор за всяко място на присъединяване към електропреносната мрежа прогнозни месечни данни за следващата календарна година за целите на годишното планиране до края на март текущата година, както следва:

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

(2) Потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор за целите на годишното и месечното планиране до 31 май текущата година следните прогнозни месечни данни за следващата година:

1. за собствени източници на електроенергия, както следва:
 - а) доставени количества електроенергия;
 - б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници;
2. месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница съгласно чл. 100 ЗЕ, и заангажираната за тези цели разполагаемост;
3. месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

Чл. 75. В случай на очаквана промяна на месечните прогнозни данни с повече от 5% съответният ползвател на електропреносната мрежа трябва да изпрати новите данни на електроенергийния системен оператор не по-късно от 30 дни след установяване на промяната.

Чл. 76. (1) Електроенергийният системен оператор уведомява разпределителните предприятия и потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, за деня на максимално натоварване и за деня на минимално натоварване на електропреносната мрежа за съответните месеци на отчетната година до края на януари следващата година.

(2) Разпределителните предприятия и потребителите, присъединени към електропреносната мрежа, уведомяват електроенергийния системен оператор за дните на максимално и минимално натоварване на своите мрежи за съответните месеци на отчетната година до края на януари следващата година.

Чл. 77. (1) За целите на годишното и месечното планиране преносното предприятие предоставя на електроенергийния системен оператор до 31 май текущата година следните прогнозни месечни данни за следващата година:

1. за собствените източници на електроенергия:
 - а) количества електроенергия, планирани за доставяне в електропреносната мрежа;

б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници в третата сряда от месеца;

2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици или потребители в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;

3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици или потребители в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(2) За целите на годишното и месечното планиране производителите – ползватели на електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор до 31 май текущата година следните прогнозни месечни данни за следващата година:

1. за собствените източници на електроенергия:

а) количества електроенергия, планирани за доставяне в електропреносната мрежа;

б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници в третата сряда от месеца;

2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с потребители в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;

3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с потребители в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(3) За целите на седмичното и денонощното планиране пазарните участници – ползватели на електропреносната мрежа, представят на електроенергийния системен оператор информация съгласно чл. 88 и Правилата за търговия с електрическа енергия.

Чл. 78. Електроенергийният системен оператор съставя съответните видове прогнози на производството и потреблението на основата на предоставената информация, като допълнително отчита следните фактори:

1. структурни изменения на товарите диаграми за минали периоди;

2. метеорологични прогнози, както и фактически метеорологични данни;

3. особеностите на товарите диаграми за характерни дни – национални, религиозни и други празници;

4. влиянието на принудения помпен режим на ПАВЕЦ върху товарите диаграми;

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

Чл. 79. (1) Преносното предприятие и електроенергийният системен оператор съставят прогнози на загубите на електрическа енергия в електропреносната мрежа, като отчитат:

1. загуби в електропроводи и трансформатори;
2. загуби в компенсиращи устройства;
3. потребление на електроенергия за СН на подстанциите на електропреносната мрежа.

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

(3) Изчисленията на загубите се правят на основата на прогнозните данни за генерацията, потреблението и топологията на електропреносната 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 уреждат процедурите за планиране и договаряне на студения резерв по чл. 105 ЗЕ за координиране на разполагаемостта и определяне на програмите за планов престой на производствените агрегати по чл. 109, ал. 3 ЗЕ, за да се удовлетворят изискванията на потреблението в съответствие със степента на надеждност, определена по чл. 4, ал. 2, т. 4 ЗЕ.

Чл. 81. (1) Процедурата за планиране на студения резерв обхваща моделните изчисления, които операторът на електроенергийната система извършва на основата на принципа на равни разходи за необходимия резерв и за недоставена енергия за разглеждания период, както и разпределянето на студения резерв между производители – ползватели на електропреносната мрежа. При определянето на разходите се приемат:

- а) прогнозна цена за разполагаемост на студения резерв;
- б) осреднена цена за недоставена електроенергия, която се определя ежегодно от ДКЕВР като изчислителна, а не търговска величина, по предложение на електроенергийния системен оператор, внесено до 15 юни текущата година.

(2) Разполагаемостта на производствените мощности се моделира на основата на функцията на вероятностно разпределение на сумарната разполагаема мощност на електроенергийната система. За определяне на функцията се прилага методът на еквивалентното нормално разпределение въз основа на данните за разполагаемите мощности и стационарните коефициенти на готовност на отделните агрегати.

Коефициентът на готовност на отделен агрегат се дефинира като отношение на времето, през което агрегатът е бил в работа, и сумата от времето в

работа и времето в неразполагаемост (поради планов календарен, планов краткосрочен и принуден ремонт), т.е.:

$$K_r = T_{\text{раб}} / (T_{\text{раб}} + T_{\text{неразп}}).$$

Агрегатите в кондензационните електрически централи (КЕЦ) се представят индивидуално чрез техните очаквани разполагаеми мощности и реални коефициенти на готовност от 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. Всички ВЕЦ се еквивалентират като средна работна мощност на възможното годишно количество електроенергия, обезпечено при условията на нормално влажна година (една еквивалентна централа от десет агрегата по 40 MW и обща средногодишна мощност 400 MW).

Функцията на вероятностно разпределение на сумарната разполагаема мощност е следната:

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

където:

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

$\bar{g} = \sum_{i=1}^{n_g} g_i p_i$ – математическото очакване на сумарната разполагаема мощност;

$\delta_g^2 = \sum_{i=1}^{n_g} g_i^2 p_i (1 - p_i)$ – дисперсията на сумарната разполагаема мощност;

g_i – 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:

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

$\bar{w}$ – 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 със следните параметри:

- математическо очакване на баланса $\bar{z} = \bar{g} - \bar{w}$ и
- дисперсия на баланса $\delta_z^2 = (\delta_g^2 + \delta_w^2)$.

Функцията на разпределение ще бъде:

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

където:

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

(5) Обобщените показатели за адекватност на електроенергийната система са:

1. необходимият резерв за постигане на дадена степен на енергийна надеждност – разпределя се нееднозначно, тъй като големината на този резерв зависи от състава на работещите агрегати и респективно техните надеждностни показатели и тяхната единична мощност; съставът на работещите агрегати се изменя в годишен разрез в зависимост от съответстващото изменение на общия товар на страната; поради тази причина определянето на оптималната степен на енергийна надеждност за целия планов период от 8760 h за година се разделя на три подпериода, съответстващи на трите вида натоварвания в ЕЕС:

а) минимални условия, съответстващи на минималния товар на електроенергийната система;

б) средни условия, съответстващи на средния товар на електроенергий-

ната система;

в) максимални условия, съответстващи на максималния товар на електроенергийната система;

2. пълната вероятност за мощностен дефицит е: $I_{\text{def}} = F_z(0)$;

3. коефициентът на енергийна адекватност е: $K_r = 1 - I_{\text{def}}$; за цялата година коефициентът K_r се изчислява като средна стойност на определения коефициент поотделно за трите изчислителни условия; прилага се итерационен метод, като се добавят или изваждат генераторни блокове с техните реални коефициенти на готовност;

4. количеството недоставена електроенергия се определя чрез:

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

където T е дължината на разглеждания период, h ;

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

б) Въз основа на изчисления по ал. 5 до 30 юни текущата година електроенергийният системен оператор предлага проект, а до 31 юли министърът на икономиката и енергетиката издава заповед за задължителните показатели по чл. 4, ал. 2, т. 4 ЗЕ за следващата календарна година.

Чл. 82. Предварителното планиране на годишната разполагаемост и на годишните престои на производствените агрегати се извършват по следната процедура:

1. на основата на годишната прогноза на потреблението в страната, на сключените договори и на планирания студения резерв, до 31 август текущата година електроенергийният системен оператор изпраща на производителите ползватели на електропреносната мрежа прогнозни данни за разполагаемост през следващата календарна година;

2. всички производители, присъединени към електропреносната мрежа, изпращат на електроенергийния системен оператор до 15 септември 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 и допустими разめ-
ствания.

3. освен информацията по т. 2, “НЕК” ЕАД, в качеството си на производител, изпраща на електроенергийния системен оператор и информация за:

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

- б) техническите ограничения при каскадна работа на ВЕЦ;
- в) спазването на изискванията за комплексно използване на водите.

4. по критерий за максимална надеждност и равномерна месечна адекватност електроенергийният системен оператор съставя предварителна програма за разполагаемост и предварителна програма за престойте на производствените агрегати на основата на направените обосновани предложения, като отчита изискванията на:

- а) прогнозното потребление в страната;
- б) дългосрочните договори за покупка/продажба на електроенергия;
- в) необходимия студен резерв и резерви за първично, за вторично и за третично регулиране;

5. електроенергийният системен оператор представя на производители-те, ползватели на електропреносната мрежа, предварителната програма за разполагаемост и предварителната програма за планирани престои до 30 септември на текущата календарна година;

6. електроенергийният системен оператор и засегнатите страни провеждат консултации за постигане на договореност в случаите, когато не е възможно приемането на първоначалното предложение;

7. когато не може да бъде постигнато съгласие, електроенергийният системен оператор има право да определи съответните периоди на престой, като изхожда от изискванията по т. 4;

8. електроенергийният системен оператор изготвя програма за общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма до 31 октомври текущата година и я изпраща на производителите на електроенергия;

9. електроенергийният системен оператор предоставя на министъра на икономиката и енергетиката прогнозни данни за излишък/недостиг на разполагаемост в страната през отделните месеци на следващата година в срок до 31 октомври текущата година.

Чл. 83. Краткосрочните престои за ремонти на производствените агрегати трябва да бъдат планирани като процент от разполагаемостта през годината, без предварително да се регламентира периодът на тяхното провеждане в годишния план. Конкретният период за провеждане на краткосрочния престой се определя чрез подаване на писмена заявка от производителите до електроенергийния системен оператор в съответствие с изискванията на Наредбата за условията и реда, при които се осъществява дейността на електроенергийния системен оператор и операторите на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите и съответното разрешение, дадено от електроенергийния системен оператор. Освен техническите условия заявката трябва да съдържа декларация на производителя за условията на балансиране на компрометирани графици за доставка за времето на престоя: от собствен резерв, от балансиращия пазар, от друг доставчик или смесено. Липсата на такава декларация

превръща престоя в принудителен.

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

1. в случаите, когато производственият агрегат принудително излиза от работа, съответният производител трябва незабавно да информира електроенергийния системен оператор за събитието;

2. засегнатата страна трябва възможно най-скоро да предостави на електроенергийния системен оператор информация за вероятната продължителност на принудителното спиране и друга информация, която е свързана със събитието; освен техническите условия информацията трябва да съдържа декларация на производителя за условията на балансиране на компрометирани графици за доставка за времето на принудителния престой: от собствен резерв, от балансиращия пазар, от друг доставчик или смесено; липсата на такава декларация означава балансиране чрез балансиращия пазар.

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

(2) В деня на започването на плановия ремонт електроенергийният системен оператор 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 или при недостатъчна ликвидност на пазара на електроенергия.

(3) Електроенергийният системен оператор 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 електроенергийният системен оператор съставя окончателните графици за разполагаемост и за производство така, че да осигури надеждността и качеството на снабдяването с електроенергия.

Чл. 87. (1) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 ноември текущата година електроенергийният системен оператор договаря с производителите

разполагаемост за осигуряване на планирания студен резерв в съответствие със заповедта по чл. 4, ал. 2, т. 4 ЗЕ и необходимите допълнителни (спомогателни) услуги.

(2) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 ноември текущата година общественят доставчик предоставя на електроенергийния системен оператор следните месечни данни за следващата година:

1. за източници на електроенергия, ползватели на електропреносната мрежа:

а) количества електроенергия, планирани за доставяне в електропреносната мрежа;

б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници в третата сряда от месеца;

2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици или потребители в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;

3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици или потребители в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(3) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 ноември текущата година производителите – ползватели на електропреносната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор следните месечни данни за следващата година:

1. за собствените източници на електроенергия:

а) количества електроенергия, планирани за доставяне в електропреносната мрежа;

б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници в третата сряда от месеца;

2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с потребители в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;

3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с потребители в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(4) За целите на годишното и месечното планиране и управление режима на работа на електроенергийната система до 15 ноември текущата година разпределителните предприятия и потребителите – ползватели на електропре-

носната мрежа, предоставят на електроенергийния системен оператор следните месечни данни за следващата година:

1. производствени източници, ползватели на електроразпределителната мрежа, съответно собствени източници на електроенергия, както следва:

- а) доставени в мрежата на ползвателя количества електроенергия;
- б) максимални и минимални стойности за активната и реактивната мощност на производствените източници;

2. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година по сключени към тази дата двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница и заангажираната за тези цели разполагаемост;

3. сумарни месечни графици за доставка на електроенергия за следващата календарна година, по които предстои да бъдат сключени двустранни договори с производители/доставчици в страната или зад граница, и необходимата за целта разполагаемост.

(5) За целите на пълзящото планиране и управление на месечните режими на работа на електроенергийната система всеки ползвател на електропреносната мрежа незабавно информира електроенергийния системен оператор за възникнали изменения в информацията по предходните алинеи.

Чл. 88. (1) За целите на седмичното планиране ползвателите на електропреносната мрежа и електроенергийният системен оператор прилагат следната процедура за договаряне режима на ползване на мрежата през всеки ден от следващата седмица:

1. ползвателите-производители, ползвателите-потребители и общественят доставчик заявяват при електроенергийния системен оператор договорените от тях седмични графици за доставка и непродадените разполагаеми мощности при спазване на условията и сроковете съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия; графиките не могат да нарушават договорените технически характеристики на агрегатите, в т.ч. работния диапазон, както и условията за достъп до мрежата;

2. електроенергийният системен оператор проверява изпълнимостта на известните графици за доставка и отговаря съгласно сроковете и условията в Правилата за търговия с електрическа енергия;

3. електроенергийният системен оператор съгласува със засегнатите оператори на зони/блокове за управление и представя в центъра за координиране на графиките за междусистемен обмен коректни графици в сроковете и при условията на многостранното споразумение, действащо в UCTE, в т.ч. компенсационните доставки, предизвикани от неумишлените отклонения на реалните обмени спрямо плановите;

4. ползвателите-производители, ползвателите – потребители и общественят доставчик заявяват при електроенергийния системен оператор исканите от тях изменения в разполагаемостта на производствените агрегати или елемен-

ти на мрежата в сроковете и при условията 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.

(2) До 16:00 ч. в петък текущата седмица електроенергийният системен оператор определя предварителен график за работа на производствените агрегати на производителите и режима на електропреносната мрежа и до 17:00 ч. съобщава на производителите и потребителите – ползватели на мрежата, промените, ако се предвиждат такива, в състава на производствените агрегати и преносните елементи.

(3) Седмичните графици по ал. 1 за доставка в страната обхващат периода от 00:00 ч. в понеделник до 24:00 ч. в неделя следващата седмица местно време.

(4) Седмичните графици по ал. 1 за доставка зад граница обхващат периода от 00:00 ч. в понеделник до 24:00 ч. в неделя следващата седмица централно европейско време.

Чл. 89. (1) За целите на ежедневното планиране ползвателите на мрежата и електроенергийният системен оператор прилагат следната процедура за договаряне режима на ползване на мрежата “през предстоящия ден”:

1. през работните дни ползвателите-производители, ползвателите-потребители и общественият доставчик заявяват при електроенергийния системен оператор договорените от тях графици за доставка през “предстоящия ден” (в петък – за събота, неделя и понеделник) и непродадените разполагаеми мощности при спазване на условията и сроковете съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия; графиците за доставка в страната обхващат периода от 00:00 ч. до 24:00 ч. местно време на “предстоящия ден” (в т.ч. неделя, понеделник или други официални празници); графиците за доставка зад граница обхващат периода от 00:00 ч. до 24:00 ч. централно европейско време на “предстоящия ден” (в т.ч. неделя, понеделник или други официални празници); графиците не могат да нарушават договорените технически характеристики на агрегатите, в т.ч. работния диапазон, както и условията за достъп до мрежата;

2. графиците не могат да нарушават договорените технически характеристики на агрегатите, в т.ч. работния диапазон, както и условията за достъп до мрежата;

3. електроенергийният системен оператор съгласува със засегнатите оператори на зони/блокове за управление и представя в Северния център за координиране на графиците в UCTE коректни графици за междусистемен обмен в сроковете и при условията на многостранното споразумение, действащо в UCTE, както и правилата, действащи в ETSO;

4. ползвателите-производители, ползвателите-потребители и общественият доставчик заявяват при електроенергийния системен оператор исканите от тях изменения в разполагаемостта на производствените агрегати или елементи

на мрежата за следващия ден при условията на Наредбата за условията и реда, при който 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;

5. електроенергийният системен оператор проверява изпълнимостта на известните графици за доставка и известните изменения в разполагаемостта и отговаря съгласно сроковете и условията в Правилата за търговия с електрическа енергия и Наредбата за условията и реда, при който 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, чрез което най-късно до 15:30 ч. се определя предварителен график за работа на производствените агрегати на производителите, в т.ч. спиране и пускане на генераторни блокове, и режима на електропреносната мрежа за предстоящия ден.

(2) Веднага след получаване на утвърдените графици на пазара за “предстоящия ден” (респ. за събота, неделя и понеделник – 15:30 ч. в работен ден) ползвателите-производители, ползвателите-потребители и общественият доставчик започват да заявяват при електроенергийния системен оператор предложения за балансиране. Електроенергийният системен оператор автоматично пренася непродадените преди това разполагаеми мощности (в т.ч. непродадени предложения от пазара за “предстоящия ден”) в приоритетния списък на балансиращия пазар. Заявяването и активирането на предложения за балансиране тече до приключване на следващия ден (24:00 ч. в деня на доставките) при спазване на условията съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия. При установяване на недостиг на третичен резерв в резултат на недостиг на балансиращи мощности електроенергийният системен оператор активира студен резерв в необходимия размер.

(3) Процедурите по ал. 1 се извършват всеки работен ден, като в петък обхващат и дните събота, неделя и понеделник.

(4) Процедурите по ал. 2 се извършват ежедневно.

(5) Режимът на ползване на мрежата през “деня на доставки” се определя в съответствие с глава шеста (Управление на електроенергийната система в реално време) и при условията съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

Чл. 90. При възникване на обстоятелства, които нарушават безопасността или качеството и сигурността на работа, електроенергийният системен оператор 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 засегнатите производители;
3. да разпореда оперативно нови графици на работа на засегнатите производители, в рамките на техните технически възможности.

Чл. 91. Минималният обхват на техническите параметри на производствените агрегати 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 минималната производствена мощност;
 - в) стойност на минималната производствена мощност;
 - г) скорост на изменение на товара между минималната производствена мощност 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) работен диапазон;
 - в) резерв за първично регулиране;
 - г) резерв за вторично регулиране;
 - д) възможност за пускане без външно захранване, работа на изолиран район и възстановяване на останала без захранване мрежа;
 - 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. Правилата в този раздел определят:

1. видовете допълнителни услуги;
2. критериите за качество на предоставяните услуги;
3. критериите, прилагани от електроенергийния системен оператор при тяхното планиране, договаряне и използване.

Чл. 93. (1) Допълнителни услуги се предоставят от ползвателите на електропреносната мрежа по разпореждане на електроенергийния системен оператор при управлението на електроенергийната система в реално време и се регламентират с договори между електроенергийния системен оператор и

ползвателите на електропреносната мрежа.

(2) Електроенергийният системен оператор изпълнява своята основна функция за сигурно, качествено и ефективно управление на електроенергийната система чрез извършване на системни услуги, като една част от тях предоставя сам (планиране, диспечериране и управление на надеждната синхронна работа на нейните ползватели; балансиране на доставките; измерване и отчитане на мощността, регулиращата и балансиращата енергия; уреждане на задълженията на пазарните участници).

(3) За реализиране на някои системни услуги електроенергийният системен оператор може да закупува допълнителни услуги от ползватели на мрежата и да ги предоставя на всички останали ползватели.

Чл. 94. (1) Допълнителните услуги включват:

1. участие на производствените агрегати в първично регулиране на честотата;

2. участие на производствените агрегати във вторично регулиране на честотата и обменните мощности;

3. участие в третично регулиране на мощността;

4. участие в регулиране на напрежението или на потока реактивна мощност от/към електропреносната електрическа мрежа;

5. възможността за включване на генератор към останала без напрежение мрежа, който възстановява нейното захранване.

(2) Студеният резерв е особен вид допълнителна (спомогателна) услуга.

Чл. 95. (1) Разполагаемостта на генериращи блокове от КЕЦ за участие в първичното, вторичното и третичното регулиране, както и студеният резерв се договарят и заплащат като отделни от електроенергията стоки съгласно наредбата по чл. 36 ал. 3 ЗЕ, касаеща електроенергията и Правилата за търговия с електрическа енергия. Предоставянето на останалите допълнителни услуги е задължително за ползвателите, които получават обезвъзмездяване на своите разходи чрез цената на доставената електроенергия.

(2) За изпълнението на задълженията си във връзка с регулирането на честотата и активните мощности и регулирането на напреженията електроенергийният системен оператор планира доставката на всички допълнителни услуги съгласно чл. 94.

Чл. 96. Условията, при които се предоставят допълнителни услуги на електроенергийния системен оператор по договори с ползвателите на електропреносната мрежа, трябва да дават възможност за:

1. количествена и качествена оценка на услугата чрез измерване на определени параметри по съгласуван между страните начин;

2. контрол от електроенергийния системен оператор по всяко време;

3. доказване на способността да се предоставят услугите чрез периодични изпитвания.

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. За отделните контролни блокове изискваният резерв за първично регулиране се разпределя и утвърждава от Работната група “Паралелна работа и сигурност” на УСТЕ.

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

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

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

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 трябва да бъде настройваема величина в диапазона от 2 до 10 %; точната му стойност се задава от електроенергийния системен оператор;

2. мъртва зона, в която турбинният регулатор не действа при промяна на честотата; мъртвата зона трябва да бъде настройваема величина в диапазона от 0 до ± 500 mHz спрямо номиналната честота; настройката ѝ трябва да бъде равна на нула, ако електроенергийният системен оператор 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) Размерът на резерва за първично регулиране се задава от електроенергийния системен оператор в зависимост от потребностите на електроенергийната система и от техническите характеристики на енергийния блок.

(5) Цялата договорена мощност за първично регулиране трябва да се активира при честотно отклонение от ± 200 mHz за време, което не трябва да бъде по-голямо от 30 s от момента на възникване на смущението по честота.

(6) 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.

(7) Допуска се грешка на устройствата за локално измерване на честота

за нуждите на първичното регулиране не по-голяма от 10 mHz.

(8) Електроенергийният системен оператор 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 брутната активна мощност на генераторите, включени в регулирането в рамките на диапазона за вторично регулиране, предоставян от производствените агрегати 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 агрегата при промяна на заданието по активна мощност;

2. скорост на изменение на активната мощност на агрегата:

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

б) за КЕЦ – 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 хидроагрегати и 5 % за кондензационни 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;

$a = 10$ MW;

$b = 150$ MW;

2. общ резерв за вторично регулиране, който да бъде разпределен, доколкото е възможно, равномерно между производствените агрегати, 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 производствените агрегати 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 автоматично или ръчно може да бъде въведена 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) Електроенергийният системен оператор планира резерва за третично регулиране на базата на следните критерии:

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

Чл. 100. (1) Регулиране на напрежението в електропреносната електрическа мрежа се осъществява от електроенергийният системен оператор чрез:

1. производствените агрегати на производителите на електрическа енергия;
2. регулиращите средства на електропреносната мрежа;
3. регулиращите устройства на потребители, присъединени към електропреносната мрежа.

(2) Електроенергийният системен оператор планира регулирането на напреженията на базата на следните критерии:

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

(3) Предоставянето на услугата “участие в регулиране на напрежени-

ето” от ползвателите на електропреносната 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) $\pm 7,5$ kV за електрическа уредба 750 kV;

б) ± 4 kV за електрическа уредба 400 kV;

в) ± 3 kV за електрическа уредба 220 kV;

г) ± 2 kV за електрическа уредба 110 kV;

д) $\pm 0,4$ kV за електрическа уредба 20 kV;

е) $\pm 0,2$ kV за електрическа уредба 10 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 електропреносната мрежа задължително участват в регулирането на напрежението на електропреносната 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 производствените агрегати.

Чл. 102. Необходимият резерв за третично регулиране и неговото управление се планира от електроенергийния системен оператор.

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. синхронните 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 електроенергийния системен оператор.

(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 min, считано от момента на диспечерското разпореждане.

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

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

2. диапазоните на производствени 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. производствените 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 непродадената разполагаемост на кондензационните електрически централи;

2. договори за използване на ВЕЦ и ПАВЕЦ на обществения доставчик;

3. активиране на предложения на пазара на балансираща енергия от страна на ползвателите на електропреносната мрежа в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия;

4. договори с оператори на или доставчици от други електроенергийни системи.

Чл. 105. (1) Резервът за третично регулиране може да се активира от диспечерския център на електроенергийния системен оператор без намеса на оперативния персонал в електрическата централа, когато генераторите са оборудвани със средства за дистанционно управление.

(2) Активирането на резерва за третично управление, който не е оборудван със средства за дистанционно управление, се извършва чрез намесата на оперативния персонал в съответните енергийни обекти на основата на диспечерски разпореждания.

(3) Активирането на резерва за третично регулиране от съседни системи се извършва след съгласуване със съответните оператори на електроенергийни системи чрез промяна на графика за обмен.

(4) Резервът на кондензационни или хидроагрегати след активиране може да бъде въведен 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 извърш-

ва в координация с планирането на резерва за надеждност на снабдяването на потребителите с електрическа енергия (студения резерв).

(2) Определянето на необходимата ежедневна мощност на резерва за третично регулиране се извършва по следната емпирична формула:

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

където:

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

(3) При установяване на недостиг на третичен резерв, електроенергийният системен оператор активира студен резерв в необходимия размер.

Чл. 107. (1) Всички източници, използвани за третично регулиране, се подкрепят в приоритетни списъци в срокове и по начин, указани в Правилата за търговия с електрическа енергия.

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

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

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

(3) Списъците съдържат информация за източниците на балансираща енергия за всеки единичен период на търговия.

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

Раздел VI

Планиране режима на работа на електропреносната електрическа мрежа

Чл. 108. Целта на планирането на режима на работа на електропреносната 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. 13. Планирането се осъществява чрез:

1. разработване на годишни програми за ремонт на съоръженията от електропреносната мрежа;

2. оперативно планиране.

Чл. 109. Електроенергийният системен оператор, съгласувано с преносното предприятие, разработва програма за ремонта на съоръженията в електропреносната мрежа за текущата календарна година.

Чл. 110. Годишната програма за ремонт на съоръженията от елек-

тропреносната 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. 13;
2. съгласувани дългосрочни договори и програми за доставка на електрическа енергия;
3. ремонтна програма на производствените 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. преносното предприятие и ползвателите на електропреносната мрежа изпращат на електроенергийния системен оператор до края на септември 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 електропреносната мрежа;

2. до края на октомври на същата календарна година електроенергийният системен оператор подготвя предложение за годишна ремонтна програма, където се посочват:

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 ноември на календарната година, предшестваща плановата година, електроенергийният системен оператор, 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 електропреносната мрежа се предоставя на всички ползватели на електропреносната мрежа;

4. ремонтната програма за елементите на електропреносната мрежа с междусистемно значение се съставя в съответствие със споразуменията по чл. 1, ал. 3.

Чл. 113. Годишната програма за ремонт на електропреносната 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. 13;

2. взаимна договореност между електроенергийния системен оператор, преносното предприятие и ползвателите на електропреносната мрежа;

3. форсмажорни обстоятелства.

Чл. 114. (1) Електроенергийният системен оператор на базата на информацията по чл. 87 и извършени от него изчисления и анализи определя максималната разполагаема пропускателна/преносна способност по границите на зоните на балансиране и/или на критични електропроводи или сечения от електропреносната мрежа в MW за всеки месец на предстоящата година и ги публикува най-късно до края на ноември.

(2) Ако определената максимална разполагаема преносна способност е по-голяма от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа, електроенергийният системен оператор разрешават достъп за максимално заявените от всички ползватели мощности, при което електропреносната мрежа удовлетворява без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, а ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36, ал. 3 ЗЕ.

(3) Ако определената максимална разполагаема преносна способност е по-малка от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа и тя не може да удовлетвори без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, електроенергийният системен оператор разделя националната зона/блок за управление на отделни балансови зони по линията на теснината (сечението между отделните балансови зони).

(4) При случаите съгласно ал. 3 електроенергийният системен оператор продава дялове от публикуваната пропускателна способност чрез годишни търгове в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия и разрешава достъп на ползватели в размера на закупената от тях преносна способност, при което ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36, ал. 3 ЗЕ, плюс тръжната цена за преносна способност.

(5) Електроенергийният системен оператор актуализира и определя максималната разполагаема пропускателна/преносна способност по границите на зоните на балансиране и/или на критични електропроводи или сечения от електропреносната мрежа в MW за всеки следващ месец и ги публикува най-късно до 15-о число на текущия месец.

(6) Ако актуализираната по ал. 5 максимална разполагаема преносна способност е по-голяма от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа, електроенергийният системен оператор разрешава достъп за максимално заявените от всички ползватели мощности, при което електропреносната мрежа удовлетворява без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, а ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36, ал. 3 ЗЕ.

(7) Ако актуализираната по ал. 5 максимална разполагаема преносна

способност е по-малка от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа и тя не може да удовлетвори без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, електроенергийният системен оператор разделя националната зона/блок за управление на отделни балансови зони по линията на теснината (сечението между отделните балансови зони).

(8) При случаите съгласно ал. 7 електроенергийният системен оператор продава дялове от публикуваната пропускателна способност чрез месечни търгове в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия и разрешава достъп на ползватели в размера на закупената от тях преносна способност, при което ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36, ал. 3 ЗЕ, плюс тръжната цена за преносна способност.

(9) Електроенергийният системен оператор актуализира и определя максималната разполагаема пропускателна/преносна способност по границите на зоните на балансиране и/или на критични електропроводи или сечения от електропреносната мрежа в MW за всеки следващ ден и ги публикува най-късно до 10:00 ч. на текущия ден.

(10) Ако актуализираната по ал. 9 максимална разполагаема преносна способност е по-малка от проявения интерес за вкарване/изкарване на мощности в електропреносната мрежа и тя не може да удовлетвори без ограничения всички графици на доставки на електрическа енергия и допълнителни услуги, електроенергийният системен оператор продава дялове от публикуваната пропускателна способност чрез дневни търгове в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия и разрешава достъп на ползватели в размера на закупената от тях преносна способност, при което ползвателите заплащат еднаква цена за достъп, определена с наредбата по чл. 36, ал. 3 ЗЕ, плюс тръжната цена за преносна способност.

Чл. 115. (1) За целите на управлението на електроенергийната система в реално време електроенергийният системен оператор извършва оперативно планиране на режима на работа на електропреносната мрежа.

(2) Оперативното планиране обхваща период 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 електропреносната мрежа, като се следват следните приоритети:

1. съблюдаване на критериите за сигурност по чл. 13 и икономична работа при прогнозираните условия на работа през плановия период (прогнозни електрически товари, планиран състав на производствените мощности, разполагаеми съоръжения на електропреносната мрежа);

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

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

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

Чл. 117. (1) За целите на оперативното планиране електроенергийният системен оператор трябва да получава предвидената в чл. 88 информация, както и информацията съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) Електроенергийният системен оператор договаря с операторите на близките зони за управление процедурите за обмен на необходимите данни за съставяне на актуален математически модел на електроенергийната система на партньорите за изчисляване на очакваното натоварване на елементите на електропреносната мрежа и оценка на допустимостта и сигурността на работа на електроенергийната система на България в съответствие с изискванията и правилата на UCTE.

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

(2) В случаите, когато критериите за сигурна работа на електроенергийната система, посочени в чл. 13, не са изпълнени, електроенергийният системен оператор има право да не съгласува тези доставки на електроенергия между ползватели на електропреносната мрежа, които застрашават нейната сигурна работа и създават предпоставки за възникване на системна авария или повреда на съоръжения, както и да диспечерира ново разпределение на мощностите.

Раздел VII

Защитен план

Чл. 119. (1) Работата на електропреносната мрежа се планира така, че да се запазват статичната и динамичната устойчивост и да се поддържа равновесно състояние на електроенергийната система при нормални условия и при смущения.

(2) Основната цел на защитния план е да 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 UCTE.

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 (генератори, електропроводи и др.).

(2) Смущения в една електроенергийна система не трябва да се разпространяват и да имат отрицателен ефект върху съседни, паралелно работещи елек-

троенергийни системи.

(3) Електроенергийният системен оператор е отговорен за сигурната и устойчивата паралелна работа на електроенергийната система и е длъжен да разработи и съгласува с останалите ползватели на електропреносната 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 електропреносната 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 електроенергийния системен оператор, преносното предприятие и ползвателите на електропреносната 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 работят при всички видове къси съединения в защитаваната зона;

2. бързо действие – да изключват повредения елемент максимално бързо с цел да се минимализират 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 минимализират 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.

(4) Изискванията към релейните защиты са посочени в глава трета.

Чл. 123. (1) Освен защитите всички междусистемни електропроводи 400 kV трябва да имат минимален набор от средства за ограничаване и регистриране на смущенията и аварията, който включва:

1. автоматика за прекратяване на асинхронен ход (АПАХ);
2. автоматика за защита от повишено напрежение (АЗПН);
3. автоматика срещу претоварване по активна мощност (АСПАМ);
4. честотна автоматика (ЧА);
5. регистратор на електромеханични преходни процеси (РЕПС).

(2) За запазване статичната и динамичната устойчивост на ЕЕС на меж-

дусистемните електропроводи могат да бъдат монтирани допълнителни устройства по препоръка на оператора на ЕЕС.

(3) Видът на оборудването, техническите параметри и настройките на противоаварийното управление на междусистемните електропроводи се определят и задават от оператора на ЕЕС.

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) Електроенергийният системен оператор е длъжен на базата на свои изследвания да определи критичните електропроводи или критични сечения и да приложи или изисква отделни ползватели на електропреносната 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, вътрешните електропроводи (по преценка на електроенергийния системен оператор) 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.

(3) Техническите параметри и настройки на АПАХ се определят и задават от електроенергийния системен оператор.

Чл. 126. (1) При отклонение на честотата извън диапазона от 49,5 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 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	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 агрегати във ВЕЦ
49,0 – 48,0 Hz	<i>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. Действието на АЧР е организирано в три функции: а) АЧР-I (бързодействащо разтоварване) – 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 s. Електрическите товари, изключвани от АЧР-I, трябва да бъдат разпределени на шест стъпала, за да се постигне плавно възстановяване на баланса и степенуване на изключваните потребители по важност (според заявената категория); б) АЧР-II (разтоварване при увисване на честотата) -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. АЧР II действа на изключване на електрически товари, присъединени към второ, трето и четвърто стъпала от АЧР I;

49,0 – 48,0 Hz	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 значителни дефицити на активна мощност чрез изключване на допълнителни електрически товари още в първия момент на понижението на честотата под 49,0 Hz. Ускореното АЧР действа на изключване на товари, присъединени към първо, второ, трето и четвърто стъпала от АЧР I. Общият обем на електрическите товари, които могат да бъдат изключени от АЧР, не трябва да бъде по-малък от 60 % от общия товар на ЕЕС във всеки един момент от времето. II. Честотна междусистемна автоматика Честотната автоматика действа на изключване на междусистемни електропроводи за запазване статичната и динамична устойчивост на ЕЕС. Настройките и режимите се определят съвместно от операторите на близките зони.
----------------	---

(4) При повишение на честотата и стойност на $\Delta f/\Delta t$ в диапазона от 10 до 100 mHz/s (конкретната стойност се определя от ЕСО), се изпълнява следното противоаварийно управление:

Над 50,3 Hz	Автоматично разтоварване и изключване на генератори във ВЕЦ и изключване на ВЯЕЦ
Над 50,4 Hz	Автоматично разтоварване на термични блокове

(5) Техническите параметри и настройки на противоаварийното управление при смущения на честотата се определят и задават от електроенергийния системен оператор.

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

(2) Автоматиката за защита 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) Електроенергийният системен оператор на базата на свои изследвания определя точките или областите от електрическата мрежа, където съществува риск от аварийно понижаване на напрежението, и предлага подхо-

дящо противоаварийно управление, което се съгласува със засегнатите ползватели на електропреносната мрежа.

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

(3) Когато противоаварийното управление се налага поради присъединяването на нови потребители, неговата доставка и монтаж са за сметка на тези потребители. сметка на тези потребители.

Чл. 129. (1) За случаите на аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ “Козлодуй” електроенергийният системен оператор прилага специална противоаварийна разтоварваща автоматика – системна автоматика за ограничаване на натоварването (CAOH).

(2) Автоматиката по ал. 1, монтирана в АЕЦ “Козлодуй”, 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, включени в състава на АЧР, чийто технологичен процес не се смущава от краткотрайно прекъсване на електрозахранването;

3. други потребители по взаимна договореност с електроенергийния системен оператор.

(4) Електроенергийният системен оператор определя принципа на действие и 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 производствени мощности и потребители;

2. пълно разпадане на електроенергийната система на България.

(2) Планът за възстановяване определя:

1. общите принципи при действията на електроенергийния системен оператор, 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. набор от основни сценарии за 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 пускане без външно захранване;

5. аварийните 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 електропреносната мрежа и обхваща:

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

2. напрежения и честота на шинни системи и електропроводи;

3. положение на стъпалните превключватели на системните автотрансформатори;

4. активни и реактивни мощности на производствени агрегати;

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 електропреносната 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 електропреносната мрежа трябва да бъдат резервирани.

Чл. 134. Системата за управление и събиране на данни трябва да бъде резервирана с напълно независима система по отношение на междусистемните електропроводи и гранични подстанции.

Чл. 135. (1) 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 h.

(2) Електроенергийният системен оператор трябва да има план за продължаване работата на централно диспечерско управление, в случай че основният диспечерски център е неработоспособен. За целта се оборудва резервен диспечерски център на място, отдалечено от основния.

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 h.

Чл. 137. Планът се основава на следните принципи:

1. възстановяване чрез помощ от съседни електроенергийни системи;
2. възстановяване чрез използване на местни източници (ВЕЦ) с възможност за:

а) пускане без външно захранване и подаване на напрежение на част от мрежата;

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 производствена 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;

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) пускане 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 съответни-

те 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 електропреносната 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 електроенергийния системен оператор.

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

1. извършва се между преносното предприятие, електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната мрежа при спазване на изискванията на чл. 3, ал. 2, т. 5;

2. извършва се между електроенергийния системен оператор и операторите/преносните предприятия на съседните електроенергийни системи.

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

Чл. 140. Разпространение на план за възстановяване:

1. електроенергийният системен оператор изпраща до всеки ползвател на електропреносната мрежа частите на официалния документ, които го засягат;

2. всеки ползвател на електропреносната мрежа съставя подробен местен план за действие на оперативния персонал във всеки свой обект, присъединен към електропреносната 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. електроенергийният системен оператор предлага внасянето на промени при:

а) въвеждане в експлоатация на нови производствени мощности;

б) присъединяване на нови потребители към електропреносната мрежа;

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

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

4. при непостигане на съгласие електроенергийният системен оператор определя действията по отношение на плана за възстановяване, които са задължителни за съответните ползватели на електропреносната мрежа; при вземането на такова решение електроенергийният системен оператор отчита реалните технически възможности на съответния ползвател;

5. електроенергийният системен оператор разпространява коригирания документ до всички ползватели на електропреносната мрежа;

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

7. електроенергийният системен оператор преразглежда плана за възстановяване ежегодно.

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

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

2. електроенергийният системен оператор трябва да провери на практика всеки един от аварийните коридори до основните електрически централи;

3. електроенергийният системен оператор трябва да провежда ежегодно практически проверки на части от аварийни коридори за обучение на оперативния персонал на обектите, присъединени към електропреносната 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. електроенергийният системен оператор, операторите на разпределителните мрежи и ползвателите на електропреносната 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. електроенергийният системен оператор, 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. електроенергийният системен оператор информира операторите на разпределителните мрежи и оперативния персонал на останалите ползватели на

електропреносната мрежа в случаите на системна авария;

3. електроенергийният системен оператор организира информационен пункт, който поема задължението да разпространява информация към:

- а) ръководството на преносното предприятие;
- б) ръководството на МИЕ и ДКЕВР;
- в) ползвателите на електропреносната мрежа;
- г) медиите;

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

- а) ръководството на МИЕ и ДКЕВР;
- б) ползвателите на разпределителната мрежа;
- в) медиите;

5. всеки ползвател на електропреносната 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. електроенергийният системен оператор и операторите на разпределителните мрежи самостоятелно решават докога да функционират техните информационни пунктове и информират съответните ползватели за своето решение;

10. електроенергийният системен оператор може да вземе решение по т. 9 при възстановяване на свързана схема на електропреносната 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 производствените мощности

Чл. 144. Основните задачи на електроенергийния системен оператор и на производителите ползватели на електропреносната мрежа, отнасящи се до управлението на производствените мощности в реално време, са:

1. поддържане на баланса между потреблението и предоставянето 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 предоставянето на реактивна електрическа мощност при планираните стойности на напреженията във възлите на електропреносната мрежа;
3. осигуряване на необходимите резерви от производствени мощности, които гарантират надеждността и качеството на паралелната работа и снабдяването на потребителите с електрическа енергия;
4. преодоляване на тесните места в електропреносната мрежа;
5. контрол на зададените графици за предоставяне на електрическа мощност и производство на електроенергия.

Чл. 145. Електроенергийният системен оператор управлява производствените мощности на производителите на електроенергия, които:

1. участват в либерализираната част на пазара на електрическа енергия;
2. участват в регулираната част на пазара на електрическа енергия;
3. участват в пазара на балансираща енергия;
4. осигуряват допълнителни услуги и студен резерв в съответствие с договорите, сключени с електроенергийния системен оператор.

Чл. 146. Процедури за управление:

1. електроенергийният системен оператор 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 UCTE;
- б) задаване на работна точка по активна мощност на производствени агрегати на производители, включително на тези, които осигуряват услугата “участие във вторичното регулиране” в съответствие с договорите, сключени с електроенергийния системен оператор;
- в) въвеждане/извеждане във/от работа на производствени мощности в

съответствие с планираните графици за производство на електрическа енергия или при възникване на непредвиден недостиг/излишък;

г) активиране на предложенията за балансиране, регистрирани на пазара на балансираща енергия, с цел възстановяване на планирания резерв за вторично регулиране;

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

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

ж) активиране на предложенията за балансиране, регистрирани на балансиращия пазар за преодоляване на теснините в електропреносната мрежа;

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

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

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

в) доставчиците на допълнителни услуги изпълняват условията на договорите за допълнителни услуги;

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

3. електроенергийният системен оператор и производителите на електроенергия трябва да осъществяват автоматичен надзор 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 електроенергийния системен оператор и операторите 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 електроенергийният системен оператор 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 предложения за балансиране от участниците на балансиращите пазари;
 4. изменения в декларираната/договорената разполагаемост на производствените агрегати на производителите на електроенергия;
 5. изменения в състоянието на електропреносната мрежа;
 6. изменения в състоянието на разпределителните мрежи, които засягат местата на присъединяване към електропреносната 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 графиците по напрежение на шините на електрическите централи;
 9. необходимост от промяна на графиците по напрежение на шините на електрическите централи, присъединени към електропреносната мрежа, за осигуряване на необходимия резерв от реактивна мощност;
 10. изменения в графиците на производители с комбиниран цикъл на производство на топлинна и електрическа енергия;
 11. изменения в графиците 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/договорените технически характеристики на производствените агрегати на производителите на електроенергия.

(4) Оперативният персонал на производителите на електроенергия е длъжен да изпълнява разпорежданията на диспечера. 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 електроенергийния системен оператор за тези последствия. Даващият разпореждането на своя от-

говорност 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 бъдат в съответствие с декларираните/договорените краткотрайно допустими технически характеристики на производствените агрегати на производители на електрическа енергия; такива разпореждания се издават и изпълняват незабавно 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 електропреносната 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 описани в глава трета "Присъединяване към електропреносната 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-малък 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. (1) В този раздел се регламентират задълженията на електроенергийния системен оператор 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.

(2) Електроенергийният системен оператор е координатор на контролен блок по отношение на първичното и вторичното регулиране на честотата в рамките на координационен център “Север” на УСТЕ.

(3) Електроенергийният системен оператор е отговорник за издаване на единни опознавателни (идентификационни) кодове и за поддържане регистрите на местата на измерване по границите на зоните за балансиране и зоните за регулиране, в това число по междусистемните електропроводи.

Чл. 149. Регулирането на честотата и активната мощност обхваща:

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 удържи 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 електроенергийния системен оператор, предназначена за осигуряване надеждността и качеството на паралелната работа.

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

1. електроенергийният системен оператор трябва да осигури резерв за първично регулиране P_{pi} на основата на изчислителното смущение P_{pu} в съответствие с изискванията на УСТЕ, дефиниращи коефициента на участие

$$C_i = E_i / E_u,$$

където:

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

E_u – общото нето годишно производство на електрическа енергия в синхронната област на УСТЕ;

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

$$\lambda_u = \Delta P_a / \Delta f, \text{ MW/Hz},$$

и съответства на отношението на недостига/ излишъка на мощност ΔP_a в началото на смущението и квазистационарното отклонение 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 $\pm 5 \%$ 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 на UCTE и планираните междусистемни обмени на всеки отделен контролен блок/зона след смущение.

(2) Вторичното регулиране на честотата и обменните мощности е централно координирана системна услуга, извършвана от електроенергийния системен оператор чрез система за автоматично регулиране на честотата и обменните мощности (САРЧМ).

(3) Системата за автоматично регулиране на честотата и обменните мощности включва подсистема за непрекъснато измерване и телепредаване на междусистемните обмени до централния регулатор, подсистема за измерване и телепредаване на честотата в зоната, централен регулатор, периферни постове и местни регулатори, обхванати в цялостна телекомуникационна подсистема; 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 отработва от включените в системата за автоматично регулиране на честота и мощност блокове от КЕЦ и ВЕЦ;

3. законът на регулиране е:

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

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;

$K_{\text{т}}$ е мощностно число на електроенергийната система, MW/Hz, и се определя ежегодно в рамките на UCTE ($K_{\text{т}} = 1,1 \lambda_{\text{т}}$, където $\lambda_{\text{т}}$ е регулиращата енергия, определена за контролния блок на България); съгласуваните по метода на мрежовите характеристики мощностни числа на отделните електроенергий-

ни системи в УСТЕ 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. електроенергийният системен оператор 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 генериращия 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 ЕЦ на вносни въглища – от 2 % до 4 % за минута и за КЕЦ 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 s след смущението и да завърши напълно до 15-ата минута;

10. когато един генераторен блок участва едновременно в първичното и вторичното регулиране на честотата и обменните мощности, 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) Електроенергийният системен оператор 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 коорди-

нирана 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 производствените агрегати.

(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 област на UCTE е задължение на електроенергийния системен оператор.

(2) Работата при средната честота в синхронната област, 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 s.

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

(4) В синхронната област непрекъснатото наблюдение на отклонението на синхронното време и астрономическото време се извършва от южния координационен център (ETTRANS), който планира и графици по честота.

Раздел III

Управление на източниците на балансираща енергия и студен резерв

Чл. 154. (1) Управлението на източниците на балансираща енергия и студен резерв се осъществява от оперативния персонал на електроенергийния системен оператор в ЦДУ в съответствие с Правилата за търговия с електрическа енергия.

(2) При управление на източниците на балансираща енергия и студен резерв електроенергийният системен оператор се ръководи от принципа за непрекъснато поддържане на резерва за вторично регулиране в необходимото количество.

(3) Оперативният персонал на електроенергийния системен оператор поддържа непрекъснато актуален списък на всички регистрирани предложения за участие в балансиращия пазар (в т.ч. и непродадените на свободния пазар разполагаеми мощности), подредени по приоритет/заслуги (цена и технически характеристики) в посока на увеличаване на производствената работна мощност на електроенергийната система и в посока на намаляване на производствената мощност, независимо дали предложенията са направени от ползватели

производители или ползватели потребители.

Чл. 155. (1) Когато в електроенергийната система има недостиг на производствена мощност или е изразходвана част от положителния диапазон за вторично управление, електроенергийният системен оператор:

1. деактивира източници на балансираща енергия, активирани преди това за компенсиране на предишния излишък, ако има такива, в ред, обратен на реда на тяхното активиране;

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

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

1. деактивира източници на балансираща енергия, активирани до този момент за компенсиране на предишния недостиг, 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 и последвалите разпореждания в рамките на тяхната продължителност се документират от електроенергийния системен оператор в регистрационна таблица, съдържаща всяко разпореждано отклонение от договорения при затваряне на пазара график и момента на получаване на разпореждането от оперативния персонал в обекта на доставчика на балансираща енергия.

(4) Не се допуска активиране на предложение за балансиране, което може да доведе до нарушаване на критериите за сигурност $(n - 1)$ или $(n - 2)$.

Чл. 156. (1) Редът на активиране и деактивиране на предложения за балансиране може да бъде променян текущо от електроенергийния системен оператор:

1. когато техническите параметри, характеризиращи динамиката на процеса на промяна на активната мощност на следващото по ред предложение 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 резки изменения на товара или приоритетния списък;

3. при непредвидено възникване на теснини в електропреносната и/или разпределителните мрежи или възможност за възникване на теснина, вследствие активиране на следващото по ред предложение за балансиране;

4. при аварийни ситуации, когато мястото на източника на необходимата балансираща енергия по отношение на електропреносната 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 електроенергийния системен оператор 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.

(3) Оперативният персонал на електроенергийния системен оператор активира източник на студен резерв незабавно, след като установи, че към периода след времето, необходимо за пускане и включване на студения резерв в ЕЕС, ще има недостиг на производствена мощност, която се изразява в недостиг на балансиращи източници за осигуряване на положителен диапазон за вторично регулиране.

(4) Оперативният персонал на електроенергийния системен оператор определя размера на активирувания студен резерв в зависимост от размера на прогнозирувания недостиг.

(5) Оперативният персонал на електроенергийния системен оператор деактивира източник на студен резерв в обратен ред на процедурата по ал. 3 и 4.

Раздел IV

Регулиране на напреженията в електропреносната мрежа

Чл. 157. Електроенергийният системен оператор е длъжен да извършва системната услуга “регулиране на напреженията в електропреносната мрежа” на основата на следните принципи:

1. поддържане на напреженията във възлите на електропреносната 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” в местата на присъединяване на мрежите или уредбите на потребителите или разпределителните предприятия;

4. реализиране на минимални загуби на активна енергия.

Чл. 158. Процедури за регулиране на напрежението:

1. електроенергийният системен оператор издава диспечерски разпореждания до производителите за:

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

б) преминаване от режим “поддържане на напрежението” в режим “под-

държане на реактивна мощност”, като задава необходимата стойност на реактивната мощност;

2. електроенергийният системен оператор, 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 електропреносната мрежа:

- а) шунтови реактори;
- б) кондензаторни батерии;
- в) статични компенсатори;
- г) синхронни компенсатори;
- д) силови автотрансформатори;
- е) електропроводи;

3. електроенергийният системен оператор 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 електропреносната мрежа;
- б) включване и изключване на кондензаторни батерии, присъединени към съответната разпределителна мрежа;

4. електроенергийният системен оператор осъществява контрол за изпълнението на графика по напрежение в местата на присъединяване на мрежите или уредбите на ползвателите към електропреносната мрежа;

5. производителите на електрическа енергия са длъжни:

а) да поддържат напреженията в мястото на присъединяване към електропреносната 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 производствените агрегати, без да нарушават техническите 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” и обратно;

д) производствените агрегати трябва да работят с постоянно въведени в работа автоматични регулатори на възбуждането на синхронни генератори (АРВ), като приоритетният им режим е “регулатор по напрежение”; системните стабилизатори (PSS) трябва да се включват автоматично след влизането на генератора в паралел с ЕЕС и да се изключват автоматично при преминаване на

блока в островен режим или при отделяне от мрежата; самоволното извеждане на PSS от персонала на централата се смята за неизпълнение на диспечерско нареждане;

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

6. операторите на разпределителни мрежи са длъжни да изпълняват разпорежданията на електроенергийния системен оператор във връзка с поддържане на напреженията в местата на присъединяване на разпределителната към електропреносната мрежа в съгласуваните граници;

7. производителите, които експлоатират ТЕЦ с единична мощност на генериращите агрегати, по-голяма от 25 MVA, или ВЕЦ или ВяЕЦ с обща мощност на генериращите агрегати, по-голяма от 10 MVA, трябва да участват в регулирането на напрежението в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа в съответствие с техническите си възможности и съгласно изискванията на електроенергийния системен оператор; когато производителят не е в състояние да изпълни това условие, в договора по чл. 62 между електроенергийния системен оператор и производителя трябва да се договорят специфични условия (отделна услуга за регулиране на напрежението).

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 електроенергийния системен оператор.

Раздел V

Преодоляване на теснините в електропреносната мрежа и по междусистемните електропроводи

Чл. 160. (1) Целта на преодоляването на теснините (недостатъчната преносна способност) е да гарантира сигурната и безаварийна работа на електроенергийната система при задоволяване в максимална степен на потребностите на ползвателите на електропреносната мрежа от пренос на електроенергия.

(2) В процеса на управление на електроенергийната система в реално време електроенергийният системен оператор е длъжен да поддържа определената по чл. 114 максимална пропускателна/преносна способност на електропреносната мрежа и в нормални условия да гарантира продадената пропускателна/преносна способност.

Чл. 161. (1) Преодоляването на теснините по междусистемните електропроводи се осъществява съвместно с операторите на близките зони/блокове.

(2) При взаимоотношенията си със засегнатите съседни оператори в съответствие с класификацията и правилата, действащи в ETSO, електроенергийният системен оператор изпълнява функциите на разпределител и дава достъп

до електропреносната мрежа, отговорник за местата за измерване на обменената електроенергия по междусистемните електропроводи, отговорник за обединените данни, отговорник за (не)баланса в зоната/блока.

Чл. 162. Електроенергийният системен оператор е длъжен да надзирава обмена на електроенергия между ползвателите в допустимите граници на определената по чл. 114 максимална пропускателна способност на електропреносната мрежа.

Чл. 163. Недостиг на пропускателната способност на електропреносната мрежа в реално време може да възникне поради:

1. нарушаване на договорените графици на доставки на електроенергия между ползвателите;
2. изключване на елемент от електропреносната мрежа;
3. изключване на генераторна мощност в електроенергийната система.

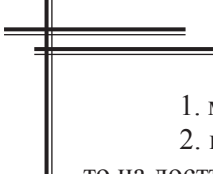
Чл. 164. (1) В случаите, когато електроенергийният системен оператор установи, че в електропреносната мрежа са възникнали или може да възникнат теснини, той трябва да предприеме необходимите коригиращи мерки за отстраняване на теснините. При нарушаване на договорените условия за ползване на мрежата причинителите заплащат неустойки.

(2) Коригиращите мерки се определят от електроенергийния системен оператор 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 или компенсиращи елементи от електропреносната мрежа, ако има такива;
2. реперирание на преносната електрическа мрежа;
3. принудителни изменения в графичите на доставки на засегнатите ползватели;
4. изменения в приоритетния списък на балансиращите предложения;
5. промяна в условията на достъпа на засегнати ползватели (превключвания в местата на присъединяване, ограничаване или прекратяване на достъпа до електропреносната мрежа).

(3) В случай че теснината е причинена от електроенергийния системен оператор, той дължи обезщетение на ползвателите на мрежата до размера на причинените вреди.

Чл. 165. Намаляването или пълното прекратяване на графичите за доставки, както и ограничаване и прекратяване на достъпа трябва да се прилага, когато не могат да бъдат приложени други ефективни коригиращи мерки или ползвателят не е изпълнил договорните си задължения или разпоредените му мерки. Електроенергийният системен оператор провежда коригиращите мерки до отстраняване на теснината при равнопоставеност на всички ползватели на преносната електрическа мрежа и при пълна прозрачност на процедурата в следната последователност:

- 
1. мерки, които имат най-голям ефект върху отстраняване на теснината;
 2. при равностоен ефект за отстраняването на теснината ограничаването на достъпа се прилага пропорционално на договореното право на ползване.

Раздел VI

Управление на потреблението

Чл. 166. (1) Управление на потреблението на ползвателите потребители се прилага в нормален и нарушен режим на електроенергийната система.

(2) Електроенергийният системен оператор, координаторите на балансиращите групи и потребителите, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, могат да договорят доставянето на допълнителни услуги, в това число участие в балансиращия пазар, и/или да изпълняват нормативните изисквания 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. Управлението на потреблението при смущения 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 електропреносната 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 електропреносната мрежа.

Чл. 170. (1) Управлението на потреблението при смущения се организира по схемата:

1. потребителите/ползватели на електропреносната мрежа участват в управлението на потреблението по действащия договор, сключен между съответния ползвател и електроенергийния системен оператор, който определя:
 - а) мястото и размера на товара, който ще бъде намаляван при възникване на необходимост;
 - б) името и телефона на длъжностното лице, което ще осъществява на-

маляването на потреблението по нареждане на електроенергийния системен оператор;

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 електропреносната мрежа;

б) съгласуват с електроенергийния системен оператор и потребителите/ползватели 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 присъединенията между генериращите мощности и електрическите мрежи не трябва да участват;

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) електроенергийният системен оператор 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.

(2) Управлението на потреблението при планиран дълготраен дефицит или ограничения в електропреносната мрежа се осъществява по схемата:

1. електроенергийният системен оператор разпорежда на операторите на разпределителни мрежи ограничаване на потреблението на територията на цялата страна или на част от нея по предварително определена програма;

2. 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;

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

4. при констатиране на случаи на неизпълнение на разпоредено ограни-

чение 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.

(3) Управлението на потреблението чрез предаварийно ръчно изключване на групи потребители без предизвестие при непланирано изключване на генериращи мощности, надвишаващи наличния резерв, се извършва по схемата:

1. при възникване на необходимост електроенергийният системен оператор разпорежда на операторите на разпределителните мрежи и на потребителите/ползватели на електропреносната мрежа изключване на групи потребители в необходимия размер;

2. изключванията трябва да се извършват на предварително определени последователни стъпки;

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

4. разпределителните предприятия трябва ежегодно да представят на електроенергийния системен оператор за съгласуване план за предаварийно ръчно изключване на групи потребители без предизвестие.

(4) Координирането на действията по запазване целостта на мрежата се организира по схемата:

1. когато управлението на потреблението се извършва от ползвателите на електропреносната мрежа (разпределителни предприятия или потребители) по нареждане на електроенергийния системен оператор за запазване на нейната цялост, предвидените групи потребители незабавно се изключват от операторите на разпределителни мрежи или дежурния оперативен персонал на потребителите;

2. 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

Обмен на оперативна информация

Чл. 171. (1) С тези правила се осигурява възможност на електроенергийния системен оператор, преносното предприятие и ползвателите на електропреносната мрежа да установят процедура за:

1. обмен на оперативна информация при нормални експлоатационни условия;

2. обмен на оперативна информация за нарушения в нормалната работа на електроенергийната система и за събития, които изискват анализиране и

оценяване на възможния риск, възникващ от тях, както и да бъдат предприети подходящи мерки от съответната страна, за да се поддържат сигурността и целостта на системата;

3. оперативно информирание на всички засегнати ползватели на електропреносната мрежа, извършвано от електроенергийния системен оператор, за повишен риск от възникване на ненормални режими и аварийни събития и разпореждания за недопускането им.

(2) За осигуряване на обмяна на оперативна информация електроенергийният системен оператор развива и поддържа телекомуникационни мрежи и информационни системи и устройства, като достъпът и ползването им от ползвателите на електропреносната мрежа се регламентират в договора за достъп.

(3) Поддържането и профилактиката на телекомуникационните мрежи и устройства в електроенергийната система трябва да се планират под координацията и отговорността на електроенергийния системен оператор.

(4) Електроенергийният системен оператор има еднакви задължения както към ползвателите на електропреносната мрежа от страната, така и към операторите на съседните зони за управление. Той е задължен да информира засегнатите оператори за всяко смущение по преносната и/или комуникационната мрежа или измерването на обмяната електроенергия.

(5) Правилата за обмен на оперативна информация и информационните системи на електроенергийния системен оператор и ползвателите на мрежата трябва да съответстват на аналогичните правила, действащи в UCTE и ETSO.

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

1. направи възможно автоматично обработване на оперативните взаимоотношения с ползвателите на мрежата;

2. направят изводи от оперативната работа и/или аварийните събития, които да се имат предвид при последващи коригиращи действия;

3. 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. съвместното разследване на събитията;

4. регистрирането и съгласуването на информацията при въвеждане и извеждане на съоръжения във и от работа.

(3) При обмяна на информация страните са длъжни:

1. да осигуряват прозрачност и точност на информацията;

2. да спазват необходимата конфиденциалност, когато се засягат пазарните им интереси.

Чл. 173. (1) Оперативните дейности, при които страните взаимно се ин-

формират, в допълнение на описаните планови дейности, са:

1. промяна в разполагаемостта на агрегатите и елементите на мрежата;
2. превключвания на комутационна апаратура;
3. синхронизиране/изключване на генераторни блокове;
4. промяна на задание за регулиране на честотата и активната мощност;
5. промяна на задание за регулиране на напрежението;
6. 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 електроенергийния системен оператор.

(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 оперативное информирание получателят трябва да го повтори, за да може информиращата страна да се убеди, че информацията е разбрана правилно.

Чл. 175. Събитията, за които е задължително информирането, са:

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 радиационната безопасност, което се изразява в намаляване на сигурността, безопасността или на отдаваната мощност;
 14. необичайни климатични и други условия.

Чл. 176. (1) Събитията, които имат съществен ефект върху работата на електроенергийната система, изискват съвместно 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. Събитията, които подлежат на съвместно разследване, са:

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 електропреносната мрежа;
5. претоварвания и изключвания на елементи в електропреносната мрежа;
6. други събития от значение за страните.

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

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.

Г л а в а с е д м а КООРДИНАЦИЯ НА БЕЗОПАСНОСТТА

Чл. 179. Координацията на безопасността трябва да осигури безопасни условия при извършване на работи от преносното предприятие, електроенергийния системен оператор и/или ползвателите във и близо до мястото на присъединяване към електропреносната 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 и Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи.

Чл. 181. Процедурите за координация на безопасността са:

1. преносното предприятие и ползвателите на електропреносната 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 електропреносната 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 електропреносната 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 електропреносната мрежа трябва да бъдат представени на електроенергийния системен оператор от ползвателите на електропреносната 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, електроенергийния системен оператор 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 или близо до мястото на присъединяване към електропреносната мрежа, трябва да се обърне към електроенергийния системен оператор 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) електроенергийният системен оператор разрешава на изпълняващата страна изпълнението на мерките по безопасност, предвидени 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 електроенергийния системен оператор информира изискващата страна;

б) изискващата страна след получаване на информацията от изпълняващата страна попълва съответната част от писменото нареждане за работа, в ко-

ето 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 електроенергийния системен оператор и изпълняващата страна пряко или чрез електроенергийния системен оператор;

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 електропреносната мрежа:

а) електроенергийният системен оператор издава диспечерски разпореждания към оперативния дежурен персонал на засегнатите страни за извършване на необходимите превключвания;

б) всички превключвания за възстановяване на пълната схема на електропреносната 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.

Г л а в а о с м а

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 спомагателните услуги, предоставяни от ползвателите на електропреносната мрежа;

2. управление на качеството на системните услуги, извършвани от електроенергийния системен оператор.

Чл. 184. Оценката на качеството на предоставяните допълнителни услуги е непрекъснат процес и се извършва от електроенергийния системен оператор в съответствие с показателите и критериите по глава пета, раздели IV и VIII. Прилага се следната процедура:

1. доказване на качеството на предоставяната услуга чрез изпитвания,

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 електроенергийния системен оператор.

Чл. 185. Възможността за предоставяне на допълнителни услуги се доказва от предоставящия услугата на електроенергийния системен оператор чрез изпитвания. Изпитванията се провеждат по програма, разработена от електроенергийния системен оператор и съгласувана от заинтересувания ползвател.

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

1. система за управление и събиране на данни (SCADA) на електроенергийния системен оператор;

2. система за управление и събиране на данни (SCADA) на ползвателя на електропреносната мрежа, ако има такава;

3. инсталирани технически средства за измерване на количествата електрическа енергия;

4. регистрираща апаратура на електроенергийния системен оператор;

5. регистрираща апаратура на ползвателя на електропреносната мрежа, ако има такава;

6. други технически средства, които е уместно да бъдат използвани.

Чл. 187. В процеса на работа на електроенергийната система електроенергийният системен оператор непрекъснато надзирава:

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 електроенергийния системен оператор автоматично изчислява интегралната грешка в триминутен интервал, обусловена от неточността, с която съответният генератор изпълнява заданието на централния регулатор; когато интегралната грешка надхвърли съгласуваната допустима стойност, системата за автоматично управление на генерацията извежда съответния генератор 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 електропреносната 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 електропреносната мрежа при смущения и аварии в електроенергийната система;

6. изпълнението на предписаните от него мерки съобразно плана за възстановяване чрез изпитване 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 изпитвания и тренировки на оперативния персонал в съответствие с изискванията на глава пета, раздел VIII.

Чл. 188. (1) Когато услугата, предоставяна от даден ползвател на електропреносната мрежа, не отговаря на критериите за качество, електроенергийният системен оператор писмено отказва получаването на услугата.

(2) В тези случаи електроенергийният системен оператор организира получаването на съответната услуга от друг ползвател, 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 компенсира разходите по промяна на организацията на предоставяне на спомагателната услуга в съответствие с договора за предоставяне на допълнителни услуги между съответния ползвател на електропреносната мрежа и електроенергийния системен оператор.

Чл. 190. В случаите, когато ползвателят на мрежата не изпълнява договорените условия, касаещи надеждността или дейности, предписани по защитния план и плана за възстановяване, електроенергийният системен оператор има право да прекрати достъпа на съответния ползвател до електропреносната мрежа.

Чл. 191. Оценката на качеството на системните услуги, извършвани от електроенергийния системен оператор, се осъществява от ДКЕВР.

Чл. 192. (1) Електроенергийният системен оператор 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 ДКЕВР.

(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;
- 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 електропреносната 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 област извън електроенергийната система на България;

4. регулираща енергия и “трюпетовидна” 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.

(3) Вторичното управление се счита за успешно, когато при отработването на голямо смущение системната честота остане в трюпетовидната крива.

Чл. 193. При неудовлетворително качество на управление на електроенергийната система ДКЕВР дава предписания на електроенергийния системен оператор за коригиращи мерки и график за тяхното изпълнение.

Г л а в а д е в е т а СИСТЕМНИ ИЗПИТВАНИЯ

Чл. 194. С тези правила се осигуряват безопасността на персонала, си-

гурността на снабдяването с електрическа енергия, целостта на електроенергийната система и намаляването на потенциалните икономически загуби на засегнатите страни при провеждането на системни изпитвания.

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

Чл. 196. Процедурата за провеждането на системни изпитвания, предложени от ползвател на електропреносната мрежа, включва:

1. заинтересованият ползвател изпраща писмена заявка до електроенергийния системен оператор, която съдържа информация за естеството и целите на предлаганите изпитвания, както и степента, до която неговата система/неговите съоръжения ще участват в изпитванията; заявката се подава не по-късно от три месеца преди началото на изпитванията, касаещи изключване на генериращи мощности или товари над 50 MW;

2. електроенергийният системен оператор, след разглеждане на заявката, без забавяне писмено поисква допълнителна информация от предложителя на изпитванията, ако прецени като недостатъчна информацията, която се съдържа в писмената заявка;

3. електроенергийният системен оператор не е задължен да предприема никакви действия, докато не получи исканата допълнителна информация;

4. електроенергийният системен оператор, след като получи необходимата допълнителна информация, определя кои други ползватели на електропреносната мрежа, освен предложителя, ще бъдат засегнати от системните изпитвания;

5. електроенергийният системен оператор определя длъжностно лице – координатор на изпитванията, който е и председател на комисията за изпитванията:

а) когато по преценка на електроенергийния системен оператор предлаганите системни изпитвания оказват значително влияние или може да окажат значително влияние върху електропреносната мрежа, координаторът на изпитванията трябва да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитвания, предложено от електроенергийния системен оператор;

б) когато по преценка на електроенергийния системен оператор предлаганите системни изпитвания не оказват значително влияние върху електропреносната мрежа, тогава координаторът на изпитванията може да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитвания, номинирано от предложителя на изпитванията след съгласуване с електроенергийния системен оператор.

6. електроенергийният системен оператор изпраща писмено уведомление (“предварително уведомление”) до ползвателите на електропреносната мрежа, определени по т. 4, и до предложителя на изпитванията; предварително-

то уведомление съдържа:

а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитвания;
б) степента, до която ще участва в изпитванията системата/съоръжени-
ята на предложителя;

в) списък на ползвателите на електропреносната мрежа, определени по
т. 4;

г) предложителя на системните изпитвания;

д) покана към ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4 да пред-
ложат техен представител с необходимата квалификация в комисията за изпит-
ванията, ако координаторът на изпитванията информира електроенергийния
системен оператор за необходимостта от участието на представители на засег-
натите ползватели в комисията за изпитванията;

е) името на представителя/представителите на електроенергийния сис-
темен оператор в комисията за изпитванията;

ж) името на председателя на комисията за изпитванията, номиниран от
електроенергийния системен оператор или от предложителя на изпитванията;

7. електроенергийният системен оператор изпраща предварителното
уведомление не по-късно от един месец след получаването на заявката за сис-
темните изпитвания или след получаването на допълнителната информация по
т. 2;

8. отговорите на поканата за предлагане на представители в комисията
по изпитванията се получават от електроенергийния системен оператор не по-
късно от един месец след изпращането на предварителното уведомление; полз-
вателите на електропреносната мрежа, които не са отговорили в необходимия
срок, нямат право на представители в комисията за изпитванията;

9. след изтичането на едномесечния срок електроенергийният системен
оператор съставя комисията за изпитванията на основата на направените пред-
ложения и уведомява ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4 и пред-
ложителя на изпитванията за учредяването на комисията за изпитванията;

10. координаторът на изпитванията организира заседание на комисията
за изпитванията не по-късно от две седмици от нейното учредяване, на което се
разглеждат:

а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитвания и
други въпроси, изложени в предварителното уведомление;

б) експлоатационните рискове и икономическите последици от предла-
ганите системни изпитвания;

в) възможностите за съчетаване на предложените системни изпитвания
с предварително планирани ремонти на производствени агрегати, елементи на
електропреносната мрежа или други изпитвания;

г) въздействието на предлаганите системни изпитвания върху планира-
нето на работата и диспечирането на производствените агрегати.

11. електроенергийният системен оператор, предложителят на изпитва-

нията и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4, независимо дали са представени в комисията за изпитванията, са длъжни на основата на писмено запитване да предоставят информация, необходима на комисията във връзка с предложените системни изпитвания;

12. комисията за изпитванията се свиква от координатора на изпитванията на заседанията толкова често, колкото е необходимо, за да изпълни своите задължения;

13. не по-късно от един месец след своето първо заседание комисията за изпитванията подготвя доклад (“доклад за предложение”), който съдържа:

- а) оценка на техническите аспекти на предлаганите изпитвания;
- б) разпределянето на разходите, свързани с предлаганите изпитвания, между засегнатите страни (общият принцип, освен ако не е договорено друго, е, че разходите са за сметка на предложителя на изпитванията);
- в) други въпроси, които комисията за изпитванията счита за необходими;
- г) ясно формулирано предложение за провеждане на системните изпитвания.

14. комисията за изпитванията одобрява всяко от решенията на доклада за предложение с консенсус;

15. докладът за предложение без забавяне се изпраща до електроенергийния системен оператор, предложителя на изпитванията и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4;

16. всеки получател на доклада за предложение изпраща писмено своето съгласие или аргументите за своето несъгласие до координатора на изпитванията не по-късно от две седмици от получаването на доклада;

17. в случай на неодобрение от един или повече получатели комисията за изпитванията провежда заседание във възможно най-кратък срок, за да прецени възможността за промени в изпитванията, които да удовлетворяват направените възражения;

18. ако предложените системни изпитвания могат да бъдат променени, комисията за изпитванията 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 изпитванията представя на електроенергийния системен оператор, на предложителя на изпитванията и на ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4 програма (“програма за изпитванията”), която съдържа:

- а) времеви график;
- б) последователност на превключванията;
- в) списък на персонала, участващ в провеждането на изпитванията;
- 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 изпитванията задължава всички страни по т. 15 да действат в съответствие с условията на тази програма във връзка с предложените изпитвания;

21. всички проблеми във връзка с предложените системни изпитвания, които възникнат след издаването на програмата за изпитвания, незабавно се изпращат писмено до координатора на изпитванията; ако координаторът реши, че тези проблеми налагат промяна или отлагане на изпитванията, той незабавно уведомява писмено страните по т. 15;

22. ако в деня на провеждане на системните изпитвания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните по т. 15 прецени за необходимо да отложи или отмени началото на изпитванията, съответната страна незабавно уведомява координатора на изпитванията за основанията на това искане; координаторът на изпитванията отлага или отменя началото на изпитванията и договаря със страните по т. 15 друго подходящо време за провеждане на системните изпитвания; ако координаторът на изпитванията не може да постигне такава договореност, той организира заседание на комисията за изпитванията възможно най-скоро, за да съгласува друго подходящо време за провеждане на изпитванията;

23. когато някоя от страните по тези правила откаже да участва в системни изпитвания или не изпълни поетите задължения, което не позволява провеждането на планирани системни изпитвания, електроенергийният системен оператор сезира ДКЕВР; Държавната комисия за енергийно и водно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни; ДКЕВР уведомява комисията за изпитванията и страните по т. 15 за своето решение;

24. не по-късно от три месеца от провеждане на системните изпитвания, освен ако не е договорено друго, предложителят на изпитванията изпраща писмен доклад (“заключителен доклад”) до електроенергийния системен оператор и другите представители в комисията за изпитванията;

25. заключителният доклад включва:

- а) описание на изпитваните съоръжения;
- б) програма на проведените изпитвания;
- в) получени резултати;
- г) заключения и препоръки.

26. комисията за изпитванията 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 електроенергийния системен оператор, заявката за провеждането на системни изпитвания може да бъде дадена по-малко от три месеца преди планираното начало на изпитванията; в този

случай, след консултация с предложителя на изпитванията и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 4, електроенергийният системен оператор съставя времеви график за процедурите от т. 4 до т. 20.

Чл. 197. Процедурата за провеждането на системни изпитвания, предложени от електроенергийния системен оператор, включва:

1. електроенергийният системен оператор може да провежда системни изпитвания 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 електропреносната мрежа и в точките на свързване с други електроенергийни системи;

е) характеристиките на системните стабилизатори;

ж) други изпитвания със системно значение.

2. електроенергийният системен оператор трябва да подготви предварителна програма, в която да бъдат определени:

- а) естеството и целите на предлаганите изпитвания;
- б) степента, до която електропреносната мрежа и системите/съоръженията на ползватели на електропреносната мрежа ще участват в изпитванията или ще бъдат засегнати от изпитванията;

в) мерките за сигурност;

г) мерките по безопасност;

3. електроенергийният системен оператор трябва да определи длъжностно лице, което да координира изпитванията в качеството на председател на комисията за изпитванията; координаторът на изпитванията трябва да бъде лице с подходяща квалификация и опит в провеждането на системни изпитвания;

4. електроенергийният системен оператор изпраща писмено уведомление (“предварително уведомление”) до ползвателите на електропреносната мрежа, определени по т. 2, буква “б”, не по-късно от шест месеца преди датата на планираните системни изпитвания; предварителното уведомление трябва да съдържа:

а) информация за естеството и целите на предлаганите изпитвания;

б) списък на ползвателите на електропреносната мрежа, определени по т. 2, буква “б”;

в) степента, до която ще участват в изпитванията системите/съоръженията на съответните ползватели по т. 2, буква “б”;

г) предложител на системните изпитвания;
д) покана към ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2, буква “б” да предложат техен представител с необходимата квалификация в комисията за изпитванията, ако координаторът на изпитванията информира електроенергийния системен оператор за необходимостта от участието на представители на засегнатите ползватели в комисията за изпитванията;

е) име на представителя/представителите на електроенергийния системен оператор в комисията за изпитванията;

ж) име на председателя на комисията за изпитванията, определен от електроенергийния системен оператор.

5. отговорите на поканата за предлагане на представители в комисията за изпитванията трябва да бъдат получени от електроенергийния системен оператор не по-късно от един месец след изпращането на предварителното уведомление; ползвателите на електропреносната мрежа, които не са отговорили в необходимия срок, нямат право на представители в комисията за изпитванията;

6. след изтичането на едномесечния срок електроенергийният системен оператор съставя комисията за изпитванията на основата на направените предложения и уведомява ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2, буква “б” за учредяването на комисията за изпитванията;

7. координаторът на изпитванията организира заседание на комисията за изпитванията не по-късно от две седмици от нейното учредяване, на което да бъдат разгледани:

а) информацията за естеството и целите на предлаганите изпитвания и други въпроси изложени в предварителното уведомление;

б) експлоатационните рискове и икономическите последици от предлаганите системни изпитвания;

в) възможностите за съчетаване на предложените системни изпитвания с предварително планирани ремонти на генериращи блокове, елементи на електропреносната мрежа или други изпитвания;

г) въздействието на предлаганите системни изпитвания върху планирането на работата и диспечирането на производствените агрегати.

8. електроенергийният системен оператор, предложителят на изпитванията и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2, буква “б”, независимо дали са представени в комисията за изпитванията, са длъжни на основата на писмено запитване да предоставят информация, необходима на комисията във връзка с предложените системни изпитвания;

9. комисията за изпитванията се свиква от координатора на изпитванията на заседанията толкова често, колкото е необходимо, за да изпълни своите задължения;

10. не по-късно от един месец след своето първо заседание комисията за изпитванията подготвя доклад (“доклад за предложение”), който съдържа:

а) оценка на техническите аспекти на предлаганите изпитвания;

б) разпределяне на разходите, свързани с предлаганите изпитвания, между засегнатите страни (общият принцип, освен ако не е договорено друго, е, че разходите са за сметка на предложителя на изпитванията);

в) други въпроси, които комисията счита за необходими;

г) ясно формулирано предложение за провеждане на системните изпитвания.

11. комисията за изпитванията одобрява всяко от решенията на доклада за предложение с квалифицирано мнозинство;

12. докладът за предложение без забавяне се изпраща до електроенергийния системен оператор и ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2, буква “б”;

13. всеки получател на доклада за предложение изпраща писмено своето съгласие или аргументите за своето несъгласие до координатора на изпитванията не по-късно от две седмици от получаването на доклада;

14. в случай на неодобрение от един или повече получатели комисията за изпитванията провежда заседание във възможно най-кратък срок, за да прецени възможността за промени в изпитванията, които да удовлетворяват напразните възражения;

15. ако предложените системни изпитвания могат да бъдат променени, комисията за изпитванията 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 изпитванията представя на електроенергийния системен оператор и на ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2, буква “б” програма (“програма за изпитванията”), която съдържа:

а) времеви график;

б) последователност на превключванията;

в) списък на персонала, участващ в провеждането на изпитванията;

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 изпитванията задължава всички страни по т. 12 да действат в съответствие с условията на тази програма във връзка с предложените изпитвания;

18. всички проблеми във връзка с предложените системни изпитвания, които възникнат след издаването на програмата за изпитвания, незабавно писмено се изпращат до координатора на изпитванията; ако координаторът реши, че тези проблеми налагат промяна или отлагане на изпитванията, той незабавно уведомява писмено страните по т. 12;

19. ако в деня на провеждане на системните изпитвания условията на работа на електроенергийната система са такива, че някоя от страните по т. 12 прецени за необходимо да отложи или отмени началото на изпитванията, съответната страна уведомява незабавно координатора на изпитванията за основанията на това искане; координаторът на изпитванията отлага или отменя началото на изпитванията и договаря със страните по т. 12 друго подходящо време за провеждане на системните изпитвания; ако координаторът на изпитванията не може да постигне такава договореност, той организира заседание на комисията за изпитванията възможно най-скоро, за да съгласува друго подходящо време за провеждане на изпитванията;

20. когато някоя от страните по тези правила откаже да участва в системни изпитвания или не изпълни поетите задължения, което не позволява провеждането на планирани системни изпитвания, електроенергийният системен оператор сезира ДКЕВР; Държавната комисия за енергийно и водно регулиране се произнася с решение, което е задължително за засегнатите страни; ДКЕВР уведомява комисията за изпитванията и страните по т. 12 за своето решение;

21. не по-късно от три месеца от провеждане на системните изпитвания, освен ако не е договорено друго, електроенергийният системен оператор изпраща писмен доклад ("заключителен доклад") до комисията за изпитванията;

22. Заключителният доклад включва:

- а) описание на изпитваните съоръжения;
- б) програмата на проведените изпитвания;
- в) получените резултати;
- г) заключения и препоръки.

23. комисията за изпитванията 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 електроенергийния системен оператор, предварително уведомление за провеждането на системни изпитвания може да бъде дадено по-малко от шест месеца преди планираното начало на изпитванията; в този случай след консултация с ползвателите на електропреносната мрежа по т. 2, буква "б" електроенергийният системен оператор съставя времеви график за процедурите от т. 4 до т. 17.

Г л а в а д е с е т а

НЕПРЕДВИДЕНИ ОБСТОЯТЕЛСТВА

Чл. 198. (1) При възникване на обстоятелства, които не са предвидени в тези правила, електроенергийният системен оператор провежда спешно и на добра воля консултации с всички засегнати ползватели на електропреносната мрежа с цел постигане на споразумение по отношение на това, което трябва да бъде извършено съобразно тези обстоятелства.

(2) Ако в кратък срок не се постигне споразумение между електроенергийния системен оператор и засегнатите ползватели на електропреносната мрежа по отношение на необходимите действия, електроенергийният системен оператор определя тези действия в случаите, когато се застрашават сигурността и безопасността на електроенергийната система или се засягат интересите на други ползватели.

(3) Когато електроенергийният системен оператор извършва определяне по ал. 2, той отчита, доколкото е възможно, позициите, изразени от засегнатите ползватели на електропреносната мрежа.

Чл. 199. Електроенергийният системен оператор прекъсва пазара при аварийни ситуации (ППАС) в съответствие с Правилата за търговия и/или въвежда ограничителен режим в съответствие с Наредбата за обявяване и въвеждане на ограничителен режим при:

1. възникване на или за предотвратяване на аварии;
2. когато съществува опасност за здравето или живота на хора;
3. когато съществува опасност от разделяне на електроенергийната система на България на несинхронно работещи части;
4. когато съществува опасност от отделяне на електроенергийната система на България самостоятелно и/или заедно със съседни електроенергийни системи от синхронната област на UCTE;
5. при възникване на дефицит, по-голям от 1200 MW;
6. при намалена статична и/или динамична устойчивост (нива на напрежение, по-ниски от 0,9 от номинално допустимите нива на напрежение);
7. при опасност от нанасяне на значителни материални щети на електроенергийната система, съответно на електропреносната мрежа или на ползвателите;
8. при опасност от замърсявания на околната среда (по предложение на компетентните органи по смисъла на чл. 10, ал. 1 от Закона за опазване на околната среда).

Чл. 200. Всеки ползвател на електропреносната мрежа е длъжен да изпълнява всички разпореждания, дадени му от електроенергийния системен оператор след такова определяне, при условие че те са съвместими с техническите параметри на неговите съоръжения.

Г л а в а е д и н а д е с е т а

КОНТРОЛ ЗА СПАЗВАНЕТО НА ПРАВИЛАТА

Чл. 201. Когато ползвател на електропреносната мрежа не може да изпълни условия на правилата за управление на електроенергийната система, той трябва:

1. незабавно да информира електроенергийния системен оператор за това;

2. да подаде молба до ДКЕВР с копие до електроенергийния системен оператор 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. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране своевременно разглежда молбата и ако прецени за необходимо, може да изиска становище от електроенергийния системен оператор.

Чл. 204. (1) Държавната комисия за енергийно и водно регулиране 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 електропреносната мрежа;
4. не засяга други ползватели на електропреносната мрежа.

(2) С решението за освобождаване от задължение на съответния ползвател ДКЕВР определя:

1. условията на правилата за управление на електроенергийната система, за които се дава разрешение за освобождаване от задължение на съответния ползвател на електропреносната 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, ДКЕВР отказва освобождаването от задължение и уведомява засегнатата страна и електроенергийния системен оператор за мотивите за отказ.

Чл. 205. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране уведомява електроенергийния системен оператор за решението за освобождаване от задължение на ползвател на електропреносната мрежа.

Чл. 206. Електроенергийният системен оператор е длъжен:

1. да води регистър за разрешенията за освобождаване от задължение на ползвателите на електропреносната мрежа;
2. да предоставя информация от този регистър при поискване от ползвател на електропреносната мрежа.

Чл. 207. Ползвателите на електропреносната мрежа и електроенергийният системен оператор имат право да поискат от ДКЕВР 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 лицензии от ДКЕВР.

Чл. 209. Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на разпоредбите на тези правила, се отнасят за решаване от ДКЕВР 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 пусков 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 (АПВ)” е устройство или вградена функция на релейната защита на електропроводи 110, 220, 400 и 750 kV, която автоматично включва изключените от релейна защита елементи.

3. “Автоматично честотно отделяне (АЧО)” е системна противоаварийна автоматика, която действа на автоматично отделяне на предварително определена част от електроенергийната система около термична централа, при понижаване на честотата под определена стойност. В случай че честотата не се възстанови, електрическата централа се отделя от мрежата и захранва единствено собствените си нужди.

4. “Автоматично честотно разтоварване (АЧР)” е системна противоаварийна автоматика, която при понижаване на честотата действа на автоматично изключване на предварително определени товари в разпределителните мрежи и в мрежите на ползватели, присъединени към електропреносната мрежа. Разтоварването се извършва на степени в диапазона от 49,0 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 агрегати и

преносни елементи от електроенергийната система. Адекватността е елемент на надеждността.

6. “Активна мощност” е реална съставляща на привидната електрическа мощност, която може да бъде превръщана в друг вид мощност, например механична, топлинна, химическа, светлинна, акустична. Определя се като моментна величина или като средна стойност на енергията за един интервал от време, например $1/4$ или 1 h и се отнася за определено място в електроенергийната система.

7. “Балансиране на ползвател на мрежата” е компенсиране на разликата между фактически потребената/произведена от него енергия и договорената съгласно графика за доставка за всеки единичен пазарен интервал.

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 електропреносната мрежа и/или с други балансиращи групи.

9. “Близка зона на управление” означава всяка зона на регулиране, измененията в която имат силно влияние върху сигурността на собствената зона, поради което изискват постоянен надзор.

10. “Близка зона на защита” означава електрически по-неотдалечената част от защитаван елемент на мрежата спрямо мястото на захранване.

11. “Блочен трансформатор” (генераторен трансформатор) е трансформаторът, който свързва електрическия генератор към електропреносната мрежа.

12. “Брутна производствена мощност” е мощността, измерена на клемите на генератора.

13. “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.

14. “Вторично регулиране” е централизирано автоматично управление на генераторни блокове в контролна зона и/или блок, базирано на използване на резерва за вторично регулиране с цел:

а) поддържане на обмените на активна мощност със съседните контролни зони/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 контролната зона/блок.

15. “Генераторен блок” е комплект от котел(и) или реактор с парогенератори, турбина, електрически генератор и блочен трансформатор заедно със

спомагателните съоръжения, защитните и управляващите системи.

16. “График” е общо понятие за планирана/договорена стойност за съответен показател или стока (активна мощност/енергия, спомагателна услуга, напрежение, честота) през всеки единичен интервал от периода на планиране/договаряне.

17. “График на доставка” е понятие за планирана/договорена стойност за доставка на активна мощност/енергия през всеки единичен пазарен интервал от периода на планиране/договаряне (график на производител (физическа номинация), график на доставка между производител и потребител, график на потребител, график на доставка между зони на балансиране, график на доставка между зони на регулиране, график на доставка между блокове на регулиране). Минимално съдържащата се информация в един график е възелът/зоната на производителя (доставчика), възелът/зоната на потребителя, началото, продължителността и размера на доставката.

18. “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.

19. “Електроенергийна система (ЕЕС)” е част от електроенергийното стопанство, функционално разграничена по технически, икономически или други критерии, както е описано в Закона за енергетиката, глава девета, раздел I.

20. “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.

21. “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.

22. “Зона на балансиране (балансова зона)” е географска зона, обхващаща една или повече обезпечени с електромери части от мрежата и общи пазарни правила, в която има една и съща цена за небаланс и за която уредникът на небаланси разпределя взаимните задължения от небаланси. Ограничени преносни способности могат също да са причина за формиране на отделна балансова зона.

23. “Зона на регулиране” (контролна зона, управлявана област/зона) е група от една или повече балансови зони с обща отговорност за регулирането на честотата и обменните мощности в свързана част от обединената електроенергийна система на UCTE (обикновено обхващаща електропреносната мрежа



на електрическа компания или на държава). Зоната на регулиране е физически ограничена от местата на измерване на обменните мощности със съседните зони, включени към вторичното регулиране. Зоната се управлява от един оператор. В някои случаи може да има някои места за измерване, които принадлежат към друга балансова зона, която не е част от контролната зона (например село от една държава, свързано към мрежата на друга). Зоната на регулиране може да бъде част от контролен блок и трябва да разполага с централен регулатор на честотата и обменните мощности.

24. “Контролен блок (блок за управление)” е група от една или повече зони на регулиране, работещи заедно за регулирането на честотата и обменните мощности към другите блокове за управление в съответствие с многостранното споразумение в УСТЕ. ЕЕС на България представлява блок за управление, състоящ се от една зона за управление.

25. “Краткосрочен ремонт” е ремонт, който е извън календарно планираните и не надвишава по продължителност 7 денонощия.

26. “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 електропреносната мрежа, причинени от изключването на единичния елемент.

27. “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 електропреносната мрежа, причинени от изключването на двата елемента.

28. “Максимална производствена мощност” е трайно допустимата най-голяма работна мощност на една производствена единица, ограничена от техническите възможности на агрегатите при нормални условия. Краткотрайно допустимите максимални мощности (без угроза за агрегата) са предмет на отделно третиране.

29. “Минимална производствена мощност” е трайно допустимата най-малка работна мощност на една производствена единица, ограничена от техническите възможности на агрегатите. Краткотрайно допустимите минимални мощности са предмет на отделно третиране.

30. “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, за разлика от “зона на нечувств-

вительност”, която се определя от техническата несъвършеност на регулатора.

31. “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.

32. “Напрежение с обратна последователност” е една от трите симетрични съставлящи 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° ;

$\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ и $\underline{U}_{L3}$ са комплексни изражения на трите фазни напрежения.

33. “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.

34. “Нетна производствена мощност” е мощността, която генераторът отдава в мрежата. Нетната мощност е равна на брутната, намалена с мощността на собствените нужди, независимо дали те се захранват от самия генератор или от друг източник.

35. “Номинална мощност” е мощността, посочена в техническия паспорт на електрическата машина/производствения агрегат. Ако номиналната мощност не може да бъде определена ясно по документ, стойността на мощността, която може да бъде постигната при нормални експлоатационни условия, трябва да бъде определена като номинална за тази електрическа машина/производствен агрегат. При агрегатите за комбинирано топло- и електропроизводство понятието номинална се отнася за електрическата мощност.

36. “Нормалното състояние на ЕЕС” може да бъде сигурно и рисковано. Сигурното състояние се характеризира със следните характеристики:

- всички потребители са захранени;
- всички ограничителни условия са удовлетворени (например няма претоварване);
- критерият $(n - 1)$ е удовлетворен във всички възли;
- адекватен производствен и преносен резерви са осигурени.

Рисково е състоянието, когато критерият $(n - 1)$ не е удовлетворен във всички възли.

37. “Нарушеното състояние на ЕЕС” се характеризира със следните характеристики:

- всички потребители са все още са захранени;
- ограничителни условия не са удовлетворени (например има претоварване);
- критерият $(n - 1)$ не е удовлетворен.

38. “Оператор на електрическа централа” е физическо лице, което осъществява дейности по оперативното управление на централата.

39. “Отговорник по безопасността” е длъжностно лице, отговорно за координирането и прилагането на мерки по безопасност, когато се извършват работи, изискващи обезопасяване на електрическите съоръжения.

40. “Островен режим (изолирана работа)” се реализира от производствените агрегати при разделяне на електроенергийната система на несинхронно работещи части. Производствените агрегати трябва да могат стабилно да захранват продължително време товарите (включително собствените си нужди), да регулират честотата и напрежението в частта от електроенергийната система, в която работят, в резултат от авария или при ремонтни схеми.

41. “Отпадане, отказ, изключване, повреда” са синоними на неумишлено преминаване на мрежови елемент или производствена единица от състояние работа или готовност в състояние повреда/престой в резултат от смущение или авария.

42. “План за възстановяване” е съвкупност от технически и организационни мерки за възстановяване на нормалната работа на електроенергийната система след частично или пълно разпадане.

43. “Привидна мощност” е геометричната сума на активната и реактивната мощност, която е определяща при оразмеряване например на електрически инсталации.

44. “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.

45. “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.

46. “Производствена единица, агрегат” е всяка производствена мощност, която може да бъде разграничена по определен критерий (генераторен блок в КЕЦ, ТЕЦ с общ колектор, парогазов модул, ВЕЦ, ВЯЕЦ и др.)

47. “Първично регулиране на честотата” (първично регулиране) е автоматична децентрализирана функция на турбинните регулатори на синхро-

низираните към електроенергийната система производствени агрегати, която поддържа баланса между производството и потреблението, като променя изходящата мощност на генераторите в зависимост от отклоненията на честотата.

48. “Работен диапазон” е интервалът между трайно допустимите минимална и максимална мощност на даден мрежови елемент или производствен агрегат.

49. “Реактивна мощност” е имагинерна съставляваща на привидната мощност, която създава и поддържа електрическите полета (например в кондензаторите) и магнитните полета (например в трансформаторите или във въртящите се електрически машини). Реактивната мощност е индуктивна или капацитивна.

50. “Регулираща енергия на електроенергийната система” дефинира реакцията на всеки контролен блок/зона при промяна на системната честота вследствие на големи смущения.

51. “Режим на самостоятелна работа” означава работа на една или няколко ЕЕС, разделени от обединението на UCTE, както и несинхронна работа на генераторните агрегати при изключването им от електроенергийната система, които остават в работа за захранване на собствените си нужди или част от ЕЕС.

52. “Сигурност” е общо понятие за двата смисъла: “сигурност на електроснабдяването” и “техническа сигурност”. Сигурност (надеждност) на електроснабдяване е мярка за способността на ЕЕС да осигури нуждите на потребителите в определено време, която се доминира от адекватността на производствената подсистема и сигурността на електропреносната и разпределителните мрежи.

53. “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.

54. “Системен стабилизатор” (PSS) е елемент на автоматичните регулатори на напрежение на синхронните генератори и е предназначен за подтискане на местни или междусистемни колебания на активната мощност в честотния диапазон от около 0,1 до 2,5 Hz.

55. “Системна авария” е голямо смущение с 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.

56. “Смущение” е непланирано събитие, което предизвиква изменение в нормалните условия на работа на електроенергийната система.

57. “Собствени нужди на производствена единица” е електрическата мощност/енергия, необходима за работата на спомагателните съоръжения на агрегата.

58. “Статична устойчивост” е способност на електроенергийната система или на синхронен генератор да се връща в предходно устойчиво състояние след малко смущение.

59. “Третично регулиране” (третично управление) е автоматична или ръчна промяна на работните точки на производствените агрегати или включване на резервни агрегати, за да бъде възстановен необходимият резерв за вторично регулиране до 15 минути от началото на смущението.

60. “Третичен резерв” (минутен резерв) е мощност, която може да бъде активирана автоматично или ръчно, за да възстанови необходимия резерв за вторично регулиране. Този резерв се доставя от КЕЦ, ТЕЦ, ВЕЦ и ПАВЕЦ и не трябва да бъде по-малък от мощността на най-голямата работеща производствена единица.

61. “Товар” е мощността, която се изкарва от мрежата от един, няколко или всички възли за целите на потребителите.

62. “Тясно място в електропреносната мрежа” е част от електрическата мрежа, включващо един или няколко елемента, чиято сумарна пропускателна/ преносна способност е по-ниска от електрическата мощност, която е необходимо да бъде пренесена през тази част от електрическата мрежа при отчитане на критериите за сигурност по чл. 13.

63. “Управление на напреженията и реактивните мощности” (регулиране на напреженията и реактивните мощности) е поддържането на определен профил на напреженията в електропреносната мрежа чрез балансиране на реактивната мощност на електропреносната мрежа и ползвателите.

64. “Устойчивост” е общ термин за статична или динамична устойчивост по честота и/или по напрежение. Означава способността на електроенергийната система да поддържа синхронната работа на генераторите.

65. “Фактор/коефициент на мощността ($\cos \varphi$)” е отношението на активната към привидната мощност.

66. “Център за координиране на графиците и сметките” е административна структура, упълномощена от контролните блокове да изпълнява сметководни и надзорни функции, което обхваща следните дейности:

а) събиране и удостоверяване на графиците за обмени между контролните блокове във фазата на планирането;

б) събиране на данни от електромерите на електропроводите между контролните блокове за пресмятане предварителните стойности на електрое-

нергийните обмени;

в) наблюдение на определени електропроводи между контролни блокове в реално време;

г) пресмятане на предварителните и договорни неумишлени отклонения от графици за обмени;

д) пресмятане на графици на компенсационните програми за всеки контролен блок.

Центрове за координиране на графици в UCTE са главният център за управление на мрежата на RWE Transportnetz Strom GmbH в Brauweiler (северен координационен център) и центърът за управление ETRANS в Laufenburg (южен координационен център). Последният контролира качеството на системната честота, отклоненията от синхронното време и задава график по честота.

67. “Черен старт” е способност на електрически генератор или електрическа централа да възстановят работата си без захранване на собствените нужди от външен източник и да запазят част от мрежа, останала без напрежение (пускане на сяпо).

68. Използваните съкращения и аббревиатури са, както следва:

Съкращение	Определение
АЗПН	Автоматика за защита от повишено напрежение
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
САОН	Системна автоматика за 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
ETSO	Асоциация на европейските оператори на (електро) преносните системи

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)

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Членове 64, 65, 66, 88, 89, чл. 114, ал. 2 до чл. 114, ал. 10, чл. 145, т. 2, чл. 146, т. 1, буква “г”, чл. 154, ал. 3, чл. 155, 156 и чл. 164, ал. 2, т. 4 подлежат на изпълнение изцяло след инсталиране и адаптиране на автоматизирана система за пазара на едро на електроенергия от страна на електроенергийния системен оператор.

§ 3. Посочените в чл. 43, ал. 4 и 4а изисквания към ВяЕЦ са в сила до допълнението на Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи с технически изисквания и условия за присъединяване на вятърни електроцентрали към електропреносната или електроразпределителните мрежи.

§ 4. Тези правила са изготвени на основание чл. 83, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката и са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с Решение № П-5 от 18 юни 2007 г.



ПРАВИЛА

за управление на електроразпределителните мрежи

Обн., ДВ, бр. 66 от 14 август 2007 г.

Г л а в а п ъ р в а

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. Тези правила регламентират правата и задълженията на разпределителното предприятие, оператора на електроразпределителната мрежа и присъединените към съответната мрежа лица във връзка с планиране развитието на мрежата, планиране и управление на режима на работа на разпределителната мрежа, процедурите по задължителен обмен на данни, реда за оперативно оповестяване и обмен на информация, създаване и изменение на местен защитен план и за предоставяне на допълнителни услуги.

Чл. 2. Правилата за управление на електроразпределителните мрежи регламентират и взаимоотношенията между разпределителното предприятие и преносното предприятие, съответно електроенергийния системен оператор, обществените снабдители/крайните снабдители и търговците на електрическа енергия във връзка с посочения в чл. 1 предмет на правилата и функционирането на пазара на електрическа енергия.

Г л а в а в т о р а

ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО

НА ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНАТА МРЕЖА

Раздел I

Общи принципи и изисквания при планиране на развитието

Чл. 3. (1) Разпределителното предприятие разработва план за развитие на електроразпределителната мрежа, който включва:

1. мерки за подобряване ефективността и модернизиране на съществуващата мрежа, за рехабилитиране на обектите и съоръженията и за подобряване на безопасността;

2. изграждане на нови обекти на мрежата (разпределителни подстанции 110 kV/СрН, трансформаторни постове и възлови станции средно напрежение, електропроводни линии 110 kV, средно и ниско напрежение и др.).

(2) Планирането на развитието на електроразпределителната мрежа трябва да осигурява: изграждане на мрежата с минимални инвестиционни разходи, предпоставки за експлоатацията ѝ с възможно най-ниски експлоатационни и технологични разходи за разпределение на електрическа енергия, за спазване на условията за сигурност на снабдяването с електрическа енергия, за

качество на електрическата енергия, за опазване на околната среда, за безопасност на хората и животните и за въздействия върху други технически системи в допустимите граници.

(3) Планът за развитие на електроразпределителната мрежа се придружава от технико-икономически и екологичен анализ, финансов план и мерки за намаляване на технологичните разходи за разпределение на електрическата енергия.

Чл. 4. Планирането на развитието на електроразпределителната мрежа обхваща основно:

1. проучване на необходимостта от нови подстанции 110 kV/СрН;
2. определяне на необходимостта от разширение, реконструкция, модернизация и увеличаване на трансформаторната мощност на съществуващи подстанции 110 kV/СрН, съгласувано с преносното предприятие и с електроенергийния системен оператор;
3. определяне на необходимостта от разширение, реконструкция и изграждане на нови електропроводни линии 110 kV, съгласувано с преносното предприятие и с електроенергийния системен оператор;
4. определяне на общата конфигурация на електроразпределителната мрежа средно напрежение и принципи за изграждане на мрежата ниско напрежение;
5. определяне на план за основни ремонти, рехабилитация и модернизация на съоръженията на мрежата;
6. определяне на техническата политика за използване на нови типове съоръжения, релейни защиты, апаратура и др.;
7. определяне на техническата политика за въвеждане на информационни системи за контрол, събиране на данни и управление (SCADA), нови средства и системи за комуникация, информационни мрежи и др.

Чл. 5. (1) Планирането на развитието на електроразпределителната мрежа е:

1. краткосрочно – за период 1-2 години;
2. средносрочно – за период 3-5 години;
3. дългосрочно – за период от 5 до 10-15 години.

(2) Краткосрочно планиране се извършва всяка година. Когато краткосрочното планиране се извършва за период две години, планът за развитие на електроразпределителната мрежа в частта му за втората година се разработва обобщено с по-малка степен на конкретизиране, като се уточнява след изпълнение на плана в частта му за текущата година.

(3) При средносрочно планиране се разработват няколко варианта на план за развитие на електроразпределителната мрежа. Планът периодично се осъвременява, като се отчита реализираното в краткосрочния период.

(4) При дългосрочното планиране се определят насочващи решения и стратегии. За целта се разработват достатъчен брой варианти на план за разви-

тие, като за преодоляване на неопределеността се приемат сценарии с изменения на определящите фактори. При настъпване на изменения на определящите фактори и отчитане на реализираното през изминалия период се извършват корекции и преминаване от един вариант към друг.

Чл. 6. Техничко-икономическите решения за необходимост от нови подстанции 110 kV/СрН или реконструкция и разширение на съществуващи, за нови електропроводни линии 110 kV или реконструкция на съществуващи, за общата конфигурация на електроразпределителната мрежа средно напрежение, за въвеждане на нови средства и системи за комуникация и информационни мрежи се приемат на основата на предпроектни проучвания и изследвания, съгласувано с преносното предприятие и с електроенергийния системен оператор.

Чл. 7. При проучванията и изследванията по чл. 6 главните схеми на подстанциите 110 kV/СрН, броят и инсталираната мощност на трансформаторите в тях, връзките за присъединяване към мрежата 110 kV и конфигурацията на електроразпределителната мрежа средно напрежение се разглеждат съвместно.

Чл. 8. Сроковете за разработване и приемане на планове за развитие на електроразпределителната мрежа трябва да бъдат съобразени с продължителността на процедурата за присъединяване към мрежата, работното проектиране на обектите, доставката на съоръженията, изграждане на обектите и др.

Чл. 9. Развитието на електроразпределителната мрежа се планира, като се отчитат:

1. краткосрочните, средносрочните и дългосрочните прогнозни енергийни баланси;
2. придвижданията на устройствените планове на населени места, планове за регионално развитие и други прогнозни разработки;
3. анализите на определящи фактори (численост на населението, възможност за използване на други енергоносители, показатели за икономическо развитие и др.);
4. исканията за присъединяване към мрежата на потребители и производители.

Раздел II

Предоставяне и обмен на информация за планирането

Чл. 10. За планиране на развитието на електроразпределителната мрежа разпределителното предприятие ползва информация, както следва:

1. за потреблението и електрическите товари:
 - а) от исканията за проучване на условията за присъединяване и от договорите за присъединяване на нови потребители;
 - б) чрез измервания в мрежата и статистически проучвания за потреблението на електрическа енергия;

в) обявяването и процедурата за промени в договорените стойности в случаите по буква “а” в съответствие с Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи по чл. 116, ал. 7 от Закона за енергетиката (ЗЕ);

г) данните по буква “а” се използват като предварителни поради нееднозначната връзка между договорените и реализираните стойности на мощността и потреблението след присъединяването на потребителите;

2. за производството на електрическа енергия и генериращите мощности, присъединени към електроразпределителната мрежа от исканията за проучване на условията за присъединяване и договорите за присъединяване на нови производители.

Чл. 11. Разпределителното предприятие предоставя на производителите и потребителите необходимата им информация за планиране на развитието на собствените им електрически уредби и електропроводни линии.

Чл. 12. Разпределителното предприятие предоставя необходимата информация на преносното предприятие и електроенергийния системен оператор за планиране развитието на преносната електрическа мрежа и на Министерството на икономиката и енергетиката (МИЕ) за целите на енергийното прогнозиране и планиране.

Чл. 13. Производителите на електрическа енергия – ползватели на електроразпределителната мрежа, представят на разпределителното предприятие два пъти годишно – 15 май и до 1 ноември, месечни данни за следващата година за:

1. количествата електрическа енергия, които ще бъдат доставени в електроразпределителната мрежа;

2. максималните и минималните стойности за активна и реактивната мощност на производствените източници.

Раздел III

Общи принципи и изисквания при проектирането

Чл. 14. (1) При технико-икономическите решения за проектиране на обекти от електроразпределителната мрежа се спазват изискванията за:

1. сигурност на снабдяването с електрическа енергия;
2. качество на електрическата енергия;
3. икономичност;
4. възможно най-ниски експлоатационни и технологични разходи за разпределение на електрическа енергия;
5. удобства за техническо обслужване;
6. безопасност на хората и животните;
7. въздействие в допустими граници върху други технически системи;
8. опазване на околната среда, както и естетично вписване на обектите

в нея.

(2) Изискванията по ал. 1 трябва да се спазват при избора на номиналните технически характеристики на съоръженията в съответствие с величините, характеризиращи режимите на мрежата и отчитане на външните въздействия, на които могат да бъдат подложени съоръженията.

Чл. 15. Проектирането на обекти от електроразпределителната мрежа трябва да се осъществява в съответствие със Закона за устройство на територията, Наредбата за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии по чл. 83, ал. 1, т. 1 ЗЕ, както и с други наредби, разпореждания на компетентни органи и българските стандарти, отнасящи се до електроразпределителната мрежа и присъединени към нея потребители и производители на електрическа енергия.

Чл. 16. (1) Номиналната честота на електроразпределителната мрежа е 50 Hz.

(2) В съответствие с БДС EN 50160 при нормални условия на работа средната стойност на основната честота, измерена над 10 s, трябва да бъде в обхвата:

50 Hz $\pm$ 1 % (49,5-50,5 Hz) по време на 99,5 % от годината;

50 Hz $\frac{+4\%}{-6\%}$ (47-52 Hz) през 100 % от времето.

Чл. 17. (1) Номиналните напрежения на електроразпределителната мрежа са в съответствие със стандарт БДС IEC 60038:

1. за мрежа ниско напрежение – 230/400 V;
2. за мрежа средно напрежение – 6, 10 и 20 kV.

(2) Най-високите напрежения на съоръженията в мрежа средно напрежение са съответно: 7,2, 12 и 24 kV.

Чл. 18. Схемата на електрозахранване в съответствие с категорията на потребителите по осигуреност на електроснабдяването определя проектна степен на сигурност. Проектната степен на сигурност е предпоставка за съответно ниво на непрекъснатост на снабдяването с електрическа енергия, характеризирана в условия на експлоатация с количествени показатели.

Чл. 19. Препоръчват се следните минимални изисквания по условие на сигурност при определяне на електрическите схеми в електроразпределителната мрежа:

1. за схемите на присъединяване към преносната електрическа мрежа и главните схеми на подстанциите 110 kV/СрН (с отчитане на възможностите за претоварване на силовите трансформатори) трябва да е изпълнен критерият за сигурност “n – 1”;

2. при схеми на подстанции 110 kV/СрН без шинни системи на стра-

на 110 kV (“Н-схеми”) използването на ограничен брой прекъсвачи (само към електропроводните линии или само към трансформаторите) се допуска, при условие че не се намалява оперативността и надеждността на общата схема;

3. в градските кабелни мрежи средно напрежение трябва да се прилагат отворени схеми с резервно захранване от съседна подстанция или друга секция на шини средно напрежение на захранващата подстанция при нормална експлоатационна схема; при градски мрежи средно напрежение, захранвани само от една подстанция, резервното захранване на кабелните линии трябва да се осигурява по възможност от различни секции на шини средно напрежение;

4. в районни въздушни мрежи с отворени схеми без резервно захранване трябва да се прилагат автоматични секциониращи отделители към отклоненията от магистралната линия; магистралните линии с по-голяма дължина също трябва да се секционират с отделители;

5. трябва да се предпочита използване на мощностни разединители към трансформаторите в трансформаторните постове и за секционирание на електропроводните линии средно напрежение;

6. при кабелни линии ниско напрежение трябва да се прилагат схеми с възможност за резервно захранване от съседен трансформаторен пост.

Чл. 20. (1) Границите или стойностите на характеристиките на захранващото напрежение на потребителите със средно и ниско напрежение при нормални условия на работа на електроразпределителната мрежа трябва да съответстват на изискванията на БДС EN 50160.

(2) Съгласно стандарт БДС EN 50160 изискванията за качеството на електрическата енергия не се прилагат за ненормални условия на работа, включително следните:

1. условия, които настъпват в резултат на повреда или при временни схеми на електрозахранване на потребители по време на ремонтно-експлоатационно обслужване и строителни работи по електроразпределителната мрежа, или за ограничаване на обхвата и продължителността на прекъсванията на електрозахранването;

2. в случаи на несъответствие на електрическите уредби, електропроводните линии и съоръженията на потребителите със съответните стандарти или с техническите изисквания за присъединяване, установени от компетентните органи или от разпределителното предприятие;

3. в случаите на несъответствие на електрическите уредби и инсталации за свързване на генериращите мощности с електроразпределителната мрежа със съответните стандарти или с техническите изисквания, установени от компетентните органи или от разпределителното предприятие;

4. в извънредни ситуации, които са извън контрола на разпределителното предприятие:

- а) извънредни атмосферни условия;
- б) намеса на трета страна;

- в) разпореждания на компетентните органи;
- г) индустриални дейности, само в случаите на правни изисквания;
- д) непреодолима сила;
- е) дефицит на мощност в резултат на външни събития.

(3) Характеристика на честотата е изменение на честотата с нормативни граници и продължителност, посочени в чл. 16, ал. 2.

(4) Характеристиките на захранването с ниско и средно напрежение съгласно чл. 20, ал. 1 включват:

1. изменение на захранващото напрежение;
2. големина на бързите изменения на напрежението;
3. строгост на фликера;
4. краткотрайни спадания на захранващото напрежение;
5. краткотрайни прекъсвания на захранващото напрежение;
6. продължителни прекъсвания на захранващото напрежение;
7. временни пренапрежения с промишлена честота между проводници под напрежение и земя;
8. преходни пренапрежения между проводници под напрежение и земя;
9. несиметрия на захранващото напрежение;
10. хармонични съставлящи на напрежението;
11. междинна хармонична съставляща на напрежението;
12. главни сигнални напрежения, насложени върху захранващото напрежение.

(5) Характеристиките на напрежението за мрежи ниско и средно напрежение са идентични, но се различават по нормативните си стойности.

(6) Характеристиките на напрежението се отнасят за местата на присъединяване на потребителите към електроразпределителната мрежа.

Чл. 21. (1) В етапа на проектиране се приемат мерки за гарантиране на нормативните стойности на: изменение на захранващото напрежение, бързите изменения на напрежението, временните пренапрежения с промишлена честота между проводници под напрежение и земя и преходните пренапрежения между проводници под напрежение и земя.

(2) Мерките за спазване на нормативните стойности на останалите характеристики се приемат при разглеждане на исканията за проучване на условията за присъединяване на потребителите и в процеса на експлоатация на мрежата.

Чл. 22. Изборът на номиналните технически характеристики на съоръженията (оразмеряване на съоръженията) трябва да се извършва с прогнозни стойности на потреблението, електрическите товари и токовете на късо съединение за предстоящ етап след 5-10 години или повече в зависимост от степента на определеност.

Чл. 23. (1) В електроразпределителната мрежа средно напрежение се прилагат следните начини на заземяване на звездния център:

1. с активно съпротивление в кабелни мрежи;
2. с дъгогасителна бобина във въздушни мрежи;
3. комбинирано с дъгогасителна бобина и активно съпротивление, което се включва автоматично с прекъсвач при еднофазно късо съединение в мрежи с въздушни и кабелни електропроводни линии.

(2) Електроразпределителната мрежа ниско напрежение работи с директно заземен звезден център.

Чл. 24. (1) Изводите средно напрежение в подстанциите 110 kV/CpH трябва да имат следните релейни защиты:

1. максималнотокова защита с времезакъснение;
2. максималнотокова защита без времезакъснение (максималнотокова отсечка);
3. защита от еднофазни къси съединения (земна защита).

(2) При въздушните електропроводни линии се използва еднократно автоматично повторно включване (АПВ).

Чл. 25. Начинът на работното и защитното заземяване и стойностите на съпротивлението на заземителите в електроразпределителната мрежа ниско напрежение се определят в съответствие с Наредбата за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии.

Г л а в а т р е т а

ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И ПРОИЗВОДИТЕЛИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ КЪМ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНАТА МРЕЖА

Раздел I

Общи положения

Чл. 26. При технико-икономическите решения за присъединяване на нови потребители и производители на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа трябва да се осигурява:

1. нормална работа на приемниците на електрическа енергия и на генериращите мощности на присъединяваните потребители и производители;
2. нормални режими и нормални условия на експлоатация на мрежата след присъединяване на новите потребители и производители;
3. запазване на нормалната работа на вече присъединените към мрежата потребители и производители на електрическа енергия.

Чл. 27. (1) Присъединяването на обекти на потребители и производители на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа се извършва при условията и по реда на Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи.

(2) Условието за присъединяване са задължителни за присъединяваните лица, включително и на етапа на проектиране на електрическите уредби и съоръжения на присъединявания обект. В случаите на необходимост от частични изменения на издадените условия за присъединяване тези изменения трябва да се съгласуват с разпределителното предприятие, което трябва да издаде нови условия за присъединяване.

(3) При проектиране на обектите на присъединяваните потребители и производители трябва да са спазени общите принципи и изисквания, посочени в глава втора, раздел III.

Раздел II

Технически изисквания за присъединяване на потребители

Чл. 28. (1) При разглеждане на искането за проучване на условията за присъединяване разпределителното предприятие може да поиска допълнително информация за вида на приемниците на електрическа енергия за потребители, присъединявани към мрежа средно напрежение, и за потребители, присъединявани към мрежа ниско напрежение, чиято предоставена мощност е равна или по-голяма от определена стойност по преценка на разпределителното предприятие.

(2) Разпределителното предприятие може да изиска по-пълни данни за броя и номиналната мощност на:

1. електрически двигатели;
2. нагревателни устройства;
3. климатични и вентилационни уредби;
4. хладилни уредби и др.

(3) В случай на приемници на електрическа енергия, които могат да причинят влошаване на показателите за качество на електрическа енергия – бързо променящи се товари, устройства за електрозаваряване, електрически пещи, инвертори и др., разпределителното предприятие изисква техническите характеристики на устройствата и прилагане на мерки за отстраняване на смущаващите влияния.

Чл. 29. Минималната схема за присъединяване се определя от разпределителното предприятие съобразно конфигурацията на електроразпределителната мрежа, териториалното разположение на присъединявания обект, преносната способност на мрежата, заявените от потребителите изисквания за сигурност на електроснабдяването и други фактори.

Чл. 30. При поискване от потребителя разпределителното предприятие предоставя информация за показателите за непрекъснатост на снабдяването с електрическа енергия, за краткотрайните спадания на напрежението и др. по данни за изминал период на експлоатация на мрежата.

Чл. 31. (1) Комутационната апаратура в мястото на присъединяване и

средствата за защита трябва да осигуряват селективно изключване при претоварвания и къси съединения в електрическите уредби на потребителите без развигитие на аварийното състояние в електроразпределителната мрежа.

(2) Настройките на средствата за защита в електрическите уредби на потребителите се съгласуват с оператора на електроразпределителната мрежа.

(3) Операторът на електроразпределителната мрежа при поискване от страна на потребителите предоставя данни за безтоковата пауза на АПВ в подстанциите 110 kV/СрН.

Раздел III

Технически изисквания за присъединяване на производители

Чл. 32. (1) При разглеждане на искането за проучване на условията за присъединяване на производител към електроразпределителната мрежа разпределителното предприятие може да изиска допълнително данни за:

1. типа на генератора – синхронен, асинхронен;
2. типа на първичния двигател;
3. типа на системата на възбуждане;
4. начина на синхронизация;
5. минималната и максималната честота, при които генераторът се изключва от мрежата;
6. потребяваната реактивна мощност при асинхронни генератори или наличие на компенсиращи устройства;
7. при първичен двигател вятърна турбина – схемата на свързване към мрежата (с инвертор или без инвертор);
8. фактора на мощността на генераторите (препоръчвани стойности 0,85-0,9).

(2) В случай че генериращите мощности се вземат предвид при анализа на електрическите режими и токовете на късо съединение на електроразпределителната мрежа, разпределителното предприятие може да изиска допълнително данни за електрическите параметри на генератора.

Чл. 33. (1) Релейната защита и автоматиката се определят в съответствие с Наредбата за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии.

(2) Типът и настройките на релейните защиты се съгласуват с оператора на електроразпределителната мрежа.

Чл. 34. Производителите информират разпределителното предприятие за възможността за “черен старт” (пускане без външно захранване на собствените нужди) на генераторите.

Чл. 35. Разпределителното предприятие и операторът на електроразпределителната мрежа определят целесъобразността и възможността за работа в “островен режим” на отделни централи в зависимост от конкретните условия

на мрежата. Конкретното техническо решение се договаря с производителя.

Г л а в а ч е т в ъ р т а ПЛАНИРАНЕ НА РАБОТАТА НА ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНАТА МРЕЖА

Раздел I Общи положения

Чл. 36. Планирането на работата на електроразпределителната мрежа трябва да осигурява ефективно управление на разпределението на електрическа енергия в реално време и за бъдещи периоди с различна продължителност.

Чл. 37. Планирането на работата на електроразпределителната мрежа включва основно:

1. прогнозиране на общото потребление на лицензираната територия, на максималните и минималните товари на подстанциите 110 kV/СрН;
2. планиране на режимите на работа на електроразпределителната мрежа по сезони;
3. планиране и организация на регулиране на напрежението и реактивните мощности;
4. планиране на изключванията на съоръжения за техническо обслужване и планови ремонти;
5. планиране на превантивни мерки (временни прекъсвания и ограничаване на снабдяването с електрическа енергия);
6. планиране на защитни и противоаварийни мерки и мерки за възстановяване след нарушения на нормалната работа на електроенергийната система.

Чл. 38. Планирането на работата на електроразпределителната мрежа се извършва при взаимодействие и съгласуване с електроенергийния системен оператор (съответно териториалното диспечерско управление – ТДУ) и в съответствие с Правилата за управление на електроенергийната система по чл. 83, ал. 1, т. 4 ЗЕ и с наредби и инструкции, свързани с оперативното управление на електроенергийната система и електроразпределителната мрежа.

Чл. 39. (1) Планирането на работата на електроразпределителната мрежа се извършва за следните периоди:

1. планиране в рамките на текущото денонощие и следоперативен контрол;
2. денонощно планиране – за следващото денонощие;
3. седмично планиране – за следващата календарна седмица;
4. месечно планиране – за следващия календарен месец;
5. годишно планиране – за следващата календарна година.

(2) Планирането за период от една седмица се определя като оперативно планиране в съответствие с Правилата за управление на електроенергийната система.

+

Раздел II

Прогнозиране на потреблението и електрическите товари

Чл. 40. (1) Прогнозирането на потреблението и електрическите товари се извършва по посочените в чл. 39, ал. 1 периоди.

(2) Прогнозирането се извършва, като се прилагат прогнозни методики с входни данни за потреблението и електрическите товари за предшестващи периоди, с отчитане на информация за изменения поради присъединяване на нови потребители и производители и функционални връзки с влияещи фактори.

Чл. 41. (1) При прогнозирането за отделните периоди се използва следната информация:

1. за денонощно планиране:

а) данни за едно или повече предшестващи денонощия за потреблението и електрическите товари на подстанциите 110 kV/СрН и за производството на електрическа енергия от производители, присъединени към електроразпределителната мрежа;

б) характер на планираното денонощие (работен и почивен ден, денонощие с екстремни потребления и товари);

в) метеорологична прогноза (при изразено влияние на външната температура върху потреблението и електрическите товари);

г) информация за включване към мрежата на нови потребители и производители и за значителни изменения на електрическите товари на отделни потребители или на производството на електрическа енергия;

д) обмен на мощности със съседни разпределителни предприятия;

2. за седмично планиране:

а) данни за предходната седмица за потреблението и електрическите товари на подстанциите 110 kV/СрН и производството на електрическа енергия от производители, присъединени към електроразпределителната мрежа;

б) информация за включване към мрежата на нови потребители и производители и за значителни изменения на електрическите товари на отделни потребители или на производството на електрическа енергия;

в) метеорологична прогноза;

г) обмен на мощности със съседни разпределителни предприятия;

3. за месечно планиране:

а) данни за предходния месец и за същия календарен месец на предходната година за потреблението и електрическите товари на подстанциите 110 kV/СрН и производството на електрическа енергия от производители, присъединени към електроразпределителната мрежа;

б) информация за включване към мрежата на нови потребители и производители и за значителни изменения на електрическите товари на отделни потребители или на производството на електрическа енергия;

в) метеорологична прогноза и сезонни изменения;

г) обмен на мощности със съседни разпределителни предприятия;

4. за годишно планиране:

а) данни за предходната календарна година по месеци за потребление и електрическите товари на подстанциите 110 kV/СрН и производството на електрическа енергия от производители, присъединени към електроразпределителната мрежа;

б) данни от общия прогнозен енергиен план, общи тенденции на потреблението по отделни сектори (битово потребление, услуги, обществен сектор, промишленост) за последните две-три години;

в) информация от искания за проучване на условията за присъединяване на нови потребители и производители;

г) обмен на мощности със съседни разпределителни предприятия.

(2) Прогнозирането на потреблението и електрическите товари при планиране в рамките на текущото денонощие се извършва по експертни оценки или при използване на SCADA.

Чл. 42. Операторът на електроразпределителната мрежа организира и провежда измервания на потреблението и електрическите товари на подстанциите 110 kV/СрН за контролни денонощия по нареждане на електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ).

Чл. 43. При условие че прогнозните максимални товари при денонощно и седмично планиране в някои подстанции превишават допустимите мощности на трансформаторите при отчитане на възможното им претоварване, операторът на електроразпределителната мрежа може да преразпредели товарите между подстанциите, ако схемата на мрежата дава такава възможност, или да планира временни прекъсвания или ограничаване на снабдяването с електрическа енергия.

Раздел III

Планиране на техническото обслужване и ремонтите

Чл. 44. Разпределителното предприятие и операторът на електроразпределителната мрежа разработват годишна програма и графици за техническо обслужване и планови ремонти на съоръженията на електроразпределителната мрежа.

Чл. 45. Годишната програма и графиците за техническо обслужване и планови ремонти се изготвят въз основа на оценка на техническото състояние на съоръженията, инструкции на производителите на съоръженията за тяхната експлоатация, техническо обслужване и ремонти, данни от текущ диагностичен контрол, данни от статистиката за нарушения на нормалната работа на съоръженията, предвижданите мерки за рехабилитиране и модернизация и др. и в съответствие със:

1. Наредбата за техническата експлоатация на електрическите централи

и мрежи по чл. 83, ал. 1, т. 2 ЗЕ;

2. Наредбата за техническата експлоатация на енергообзавеждането по чл. 83, ал. 1, т. 3 ЗЕ.

Чл. 46. Разпределителното предприятие и операторът на електроразпределителната мрежа съгласуват годишната програма и графиците по чл. 44 с потребители и производители на електрическа енергия с присъединена мощност, равна на или по-голяма от стойност, определена по преценка на разпределителното предприятие.

Чл. 47. (1) Потребителите и производителите на електрическа енергия по чл. 46 уведомяват оператора на електроразпределителната мрежа за годишната програма и графиците за техническо обслужване и ремонти на своите електрически уредби.

(2) Потребителите – собственици на трансформаторни постове, съгласуват ремонтите на съоръжения средно напрежение с оператора на електроразпределителната мрежа, ако изключването на съоръженията за ремонт е свързано с прекъсване на снабдяването с електрическа енергия на други потребители.

Чл. 48. Техническото обслужване на съоръженията на изходите средно напрежение в подстанциите 110 kV/СрН и съоръженията на съответните електропроводни линии трябва да се извършват по възможност едновременно.

Чл. 49. Разпределителното предприятие изпраща на електроенергийния системен оператор заявките за техническо обслужване и ремонти на съоръжения в своята електрическа мрежа за следващата година, както и специфични изисквания, които трябва да бъдат взети предвид при разработване на годишната програма за ремонт на съоръжения от преносната мрежа в съответствие с Правилата за управление на електроенергийната система.

Чл. 50. Разпределителното предприятие получава от електроенергийния системен оператор в сроковете при условията и по реда на ПУЕЕС съгласуваната годишна програма за ремонт на съоръженията на преносната мрежа за следващата година и внася промени в годишната програма и графици по чл. 44, ако това е необходимо.

Чл. 51. Разпределителното предприятие и операторът на електроразпределителната мрежа могат да внасят промени в годишната програма за ремонт на съоръжения на преносната мрежа в хода на нейното изпълнение при взаимна договореност с преносното предприятие и електроенергийния системен оператор.

Чл. 52. (1) Планирането на изключванията за извеждане на съоръженията за техническо обслужване, планови ремонти, следаварийни и предаварийни ремонти се извършва 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 по чл. 115 ЗЕ;

2. Наредбата за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ по чл. 74, ал. 1 ЗЕ.

(2) Начинът и сроковете за уведомяване на ползвателите се определят в договорите за използване на електроразпределителната мрежа.

Чл. 53. Заявките за изключване на съоръжения за извършване на техническо обслужване и ремонт се разрешават от оператора на електроразпределителната мрежа след предварително проучване на допустимостта на измененията в схемата на мрежата по отношение на електрическите режими, безопасността и сигурността на снабдяването с електрическа енергия.

Чл. 54. Операторът на електроразпределителната мрежа не разрешава заявка за изключване на съоръжения на преносната мрежа за извършване на техническо обслужване или ремонт, ако не са спазени условията по чл. 53.

Раздел IV Регулиране на напрежението

Чл. 55. Регулирането на напрежението в електроразпределителната мрежа трябва да осигурява стойности на напрежение в местата на присъединяване към мрежата на потребителите и производителите на електрическа енергия в границите, регламентирани в БДС EN 50160 за “изменение на захранващото напрежение” чрез поддържане на зададени стойности на напрежението на шини средно напрежение в подстанциите 110 kV/СрН.

Чл. 56. Регулирането на напрежението в електроразпределителната мрежа се извършва 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 управление на електроенергийната система.

Чл. 57. (1) Регулирането на напрежението в електроразпределителната мрежа като част от управлението на напреженията и реактивните мощности в електроенергийната система е третично регулиране и се извършва чрез изменение на коефициента на трансформация на трансформатори с превключване под товар на стъпалните регулатори в подстанциите 110 kV/СрН.

(2) Първичното и вторичното регулиране се осъществяват в електропреносната мрежа и присъединените към нея генериращи мощности.

Чл. 58. Регулирането на напрежението в подстанциите е автоматично. В случай на временна неизправност на автоматичните регулатори поддържането на зададени стойности на напрежението се извършва от оперативния дежурен персонал с ръчно превключване на стъпалните регулатори.

Чл. 59. (1) Операторът на електроразпределителната мрежа определя необходимите стойности на напрежението, които трябва да се поддържат в различните режими на шини средно напрежение в подстанциите и настройките на автоматичните регулатори въз основа на:

1. данни за електрическите товари в характерни режими на мрежата (за зимен сезон и летен сезон);
2. експлоатационни схеми на захранването от отделните подстанции части на мрежата.

(2) Операторът на електроразпределителната мрежа предоставя на електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ) данните за настройките на автоматичните регулатори за напрежение.

Чл. 60. За регулиране на напрежението допълнително могат да бъдат използвани генериращи мощности на производители на електрическа енергия, шунтови кондензаторни батерии и статични компенсатори в електрическите уредби на потребителите в съответствие с ПУЕЕС.

Чл. 61. Определянето на съответни регулаторни стъпала (обикновено с 5 % от номиналното напрежение) на трансформаторите СрН/НН в трансформаторните постове се извършва от разпределителните предприятия съгласувано с оператора на електроразпределителната мрежа.

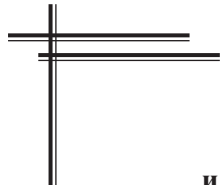
Чл. 62. (1) Режимът на напрежението на шини средно напрежение в подстанциите 110 kV/СрН се контролира:

1. от оперативния дежурен персонал на подстанциите;
2. от оператора на електроразпределителната мрежа чрез телеизмерване за подстанциите без оперативен персонал;
3. от диспечера на териториално диспечерско управление (ТДУ) при електроенергийния системен оператор.

(2) В случаите, когато стойностите на напрежението на страна 110 kV в подстанциите не позволяват поддържане на зададените стойности на шини средно напрежение, операторът на електроразпределителната мрежа уведомява електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ) за предприемане на коригиращи мерки.

Чл. 63. Разпределителното предприятие организира и поддържа теле-сигнализация за неизправност на автоматичните регулатори за напрежение и за нарушения на работата на стъпалните регулатори в подстанциите без дежурен персонал.

Чл. 64. Правилността на настройките на автоматичните регулатори за напрежение и изборът на стъпалата на трансформаторите в трансформаторните постове се контролират чрез измервания на измененията на напрежението в точки на мрежата чрез регистриращи прибори.



Раздел V

**Качество на услугите при електроснабдяването
и контрол на присъединената мощност на потребителите**

Чл. 65. Качеството на услугите при електроснабдяването включва следните аспекти:

1. качество на електрическата енергия;
2. непрекъснатост на снабдяването с електрическа енергия;
3. качество на търговските услуги и обслужването.

Чл. 66. (1) За оценка на качеството на услугите при електроснабдяването разпределителното предприятие извършва контрол на съответните показатели и предприема необходимите мерки за подобряването им.

(2) Разпределителното предприятие извършва контрол за съответствие на реално потребяваната активна мощност с договорената с потребителите мощност.

(3) Контролът по ал. 1 и 2 се осъществява от разпределителното предприятие в съответствие с изискванията на ЗЕ, издадените въз основа на него подзаконовни нормативни актове и условията на издадената лицензия за разпределение на електрическа енергия.

Чл. 67. Организирането и провеждането на контрола на характеристиките за качество на електрическата енергия се определят от:

1. вида на показателите;
2. причините за отклоненията от нормативните стойности;
3. внасяните смущения и техния произход.

Чл. 68. (1) Измененията за захранващото напрежение се контролират на шини средно напрежение на подстанциите 110 kV/СрН и в определени контролни точки в електроразпределителната мрежа.

(2) Контролът на шини средно напрежение в подстанциите се извършва в процеса на следене и управление на режима на мрежата. В подстанциите с оперативен дежурен персонал контролът се извършва през определени интервали (например 1 h), а в подстанциите с телемеханика – от оператора на електро-разпределителната мрежа.

(3) Контролните точки в електроразпределителната мрежа се определят в съответствие с експлоатационната практика и информацията от потребители.

(4) Контролът в контролните точки се извършва през определени периоди (например зимен и летен сезон) с регистриращи прибори с продължителност не по-малка от едно денонощие за характерни дни (работни, почивни).

Чл. 69. (1) Въз основа на исканията за проучване на условията за присъединяване и договорите за присъединяване разпределителното предприятие съставя база от данни за потребители и производители, които поради характера на приемниците на електрическа енергия или режима на електрическите генератори (например генератори с вятърни турбини) могат да причиняват наруше-

ния на показателите за качество на електрическата енергия – бързи изменения и флуктуации на напрежението, фликер, хармонични съставлящи на напрежението, несиметрия на фазните напрежения.

(2) Базата от данни по ал. 1 се използва за провеждане на последващ контрол за спазване на нормативните стойности на показателите за качество на електрическата енергия.

Чл. 70. (1) Контролът на показателите, посочени в чл. 69, се извършва текущо от разпределителното предприятие или по искане на потребители.

(2) Контролът се извършва с регистриращи прибори с продължителност не по-малка от едно денонощие.

Чл. 71. (1) Контролът за краткотрайни спадания на напрежението се извършва чрез непрекъснато регистриране в продължителни периоди (седмица, месец) в контролни точки.

(2) Информация за настъпили краткотрайни спадания на напрежението може да се получи от данните, регистрирани в бюлетин за нарушенията на нормалната работа на съоръженията, воден от оператора на електроразпределителната мрежа.

Чл. 72. Несиметрията на напрежението на фазите се контролира чрез еднократни измервания при извършване на ревизии на мрежата от експлоатационния персонал или по искане на потребители.

Чл. 73. Контролът на показателите за качество на електрическата енергия се извършва с анализатори.

Чл. 74. (1) При получаване на писмено искане от потребител за извършване на контрол на качеството на електрическата енергия разпределителното предприятие е длъжно да започне проверка в срок до 3 работни дни. Проверката трябва да бъде с продължителност, позволяваща достоверно установяване на стойностите на съответните показатели.

(2) Разпределителното предприятие предоставя на потребителя екземпляр от констативния протокол с резултатите от проверката.

(3) При установяване на отклонения от нормативните стойности на показателите разпределителното предприятие предприема мерки за подобряване на показателите, за което уведомява потребителите.

Чл. 75. Мерките за подобряване на характеристиките по чл. 74 се изпълняват в срок до една година.

Чл. 76. (1) Разпределителното предприятие определя стойности на показателите за непрекъснатост на снабдяването с електрическа енергия по данни, регистрирани в бюлетина за нарушенията на нормалната работа на съоръженията.

(2) Показателите са статистически характеристики на продължителността на прекъсване, броя на прекъсванията за определен период, недоставената енергия на потребителите.

(3) Разпределителното предприятие съпоставя получените стойности на

показателите за непрекъснатост за определен период (тримесечие, година) със стойности за предшестващ период. На тази основа се определят мерки за подобряване на непрекъснатостта на снабдяване с електрическа енергия.

(4) Показателите за непрекъснатост на снабдяването с електрическа енергия могат да се определят отделно за градски и селски мрежи.

(5) Прекъсванията на снабдяването с електрическа енергия поради непреодолима сила и намеса на трета страна се систематизират отделно.

(6) Разпределителното предприятие предприема всички разумни действия за ограничаване на броя и продължителността на прекъсванията, свързани с присъединяване на нови потребители и производители, увеличаване на преносните възможности, разширение, ремонт и техническо обслужване на електро-разпределителната мрежа или електрически уредби и електропроводни линии, собственост на трети лица.

Чл. 77. (1) Показателите за качество на обслужването характеризират:

1. период за даване на писмен отговор на писмено запитване от потребител;

2. период за разглеждане на искания за нови присъединявания;

3. период за проверка на средство за търговско измерване по искане на потребител;

4. спазване на период за уведомяване за планови прекъсвания;

5. период за организиране на възстановяване на снабдяването с електрическа енергия след подаден сигнал от потребител за прекъснато снабдяване;

6. период за възстановяване на снабдяването с електрическа енергия на потребител след прекъсване поради неплащане на сметка в указания срок;

7. период за подмяна на средство за търговско измерване.

(2) Разпределителното предприятие определя стойностите на показателите по регистрираните искания по ал. 1 и ги съпоставя с приетите целеви стойности, като набелязва мерки за подобряване качеството на обслужването.

Чл. 78. Контролът на предоставената мощност на потребителите се извършва в съответствие с Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи.

Раздел VI

Оперативен обмен на информация.

Регистриране и събиране на данни за събития

Чл. 79. (1) Оперативният обмен на информация е необходим за управление в реално време и оперативно планиране на работата на електроразпределителната мрежа.

(2) Оперативният обмен на информация се извършва при:

1. нормални условия на експлоатация;

2. условия с повишен риск за нарушаване нормалната работа на съоръжения или на мрежата;

3. условия на настъпили нарушения на нормалната работа на съоръжения и мрежата и/или прекъсвания на снабдяването с електрическа енергия;

4. условия на възстановяване на нормалната работа след изключване на повредени съоръжения;

5. възникнала опасност за живота и здравето на хората.

(3) Обемът на информация трябва да дава възможност за извършване на необходимите оперативни действия, оценка на възможния риск за нарушаване на нормалната работа и предприемане на коригиращи въздействия, приемане на решения при настъпили нарушения на нормалната работа и ограничаване на техните последствия, осигуряване на надеждната работа и целостта на електроенергийната система.

Чл. 80. Оперативният обмен на информация се извършва 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 управление на електроенергийната система.

Чл. 81. Оперативният обмен на информация се извършва между:

1. оператора на електроразпределителната мрежа и електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ);

2. оператора на електроразпределителната мрежа и оперативния дежурен персонал на подстанциите;

3. операторите на електроразпределителните мрежи на съседни разпределителни предприятия;

4. оператора на електроразпределителната мрежа и потребители и производители на електрическа енергия с оперативен дежурен персонал в своите електрически уредби.

Чл. 82. (1) Страните определят изискванията за характера и подробността на информацията, средствата и начина за предаване и оформяне на съобщенията при:

1. оперативно информиране;

2. доклади относно настъпили събития в електроразпределителната мрежа;

3. съвместно разследване на събития;

4. регистриране и съгласуване при извеждане от или въвеждане на съоръжения в работа.

(2) При обмена на информация страните са длъжни:

1. да осигуряват яснота, точност и достатъчна подробност на информацията;

2. да спазват необходимата конфиденциалност при засягане на търговски интереси.

Чл. 83. (1) Оперативното информироване трябва да се извършва достатъчно време преди началото на планираното действие, за да се даде възможност за необходимата подготовка на получателя, който извършва действието.

(2) Оперативното информироване се извършва устно по телефон или писмено, или по информационна мрежа.

Чл. 84. (1) Операторът на електроразпределителната мрежа дава незабавно информация на електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ) за:

1. изключване на електропроводни линии средно напрежение, осигуряващи захранване на собствени нужди на подстанции и електрически централи;

2. действия на противоаварийна автоматика;

3. прекъсвания на снабдяването с електрическа енергия, засегнали голям брой потребители;

4. злополуки с хора (персонал на разпределителното предприятие или външни лица);

5. пожари, замърсяване на околната среда или други събития с неблагоприятни последици за нормалната работа на електроразпределителната мрежа.

(2) Операторът на електроразпределителната мрежа уведомява електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ) за:

1. оперативни превключвания на страна 110 kV, силови трансформатори 110 kV/СрН и електропроводни линии 110 kV в подстанциите, собственост на разпределителното предприятие;

2. възникнали нарушения на нормалната работа на съоръжения 110 kV, силови трансформатори 110 kV/СрН, изключване на шини 110 kV или средно напрежение в подстанциите, собственост на разпределителното предприятие.

Чл. 85. Оперативният дежурен персонал на подстанциите 110 kV/СрН докладва на оператора на електроразпределителната мрежа за изпълнението на разпоредените от него оперативни превключвания в схемата на подстанциите.

Чл. 86. Потребители и производители на електрическа енергия, които имат уредби средно напрежение, уведомяват оператора на електроразпределителната мрежа за настъпили нарушения на нормалната работа на съоръжения в уредбите – тяхна собственост.

Чл. 87. (1) Събития, които имат значителен ефект върху работата на електроенергийната система или на електроразпределителната мрежа, изискват съвместно разследване.

(2) Всяка от засегнатите страни може да направи искане за съвместно разследване. Искането се прави в писмена форма.

(3) Съвместното разследване се организира от засегнатите страни за установяване причините за възникване на съответното събитие, анализиране на

развитието му, набелязване на мерки за недопускане на подобни събития.

(4) Процедурата и формата на съвместното разследване се съгласуват от засегнатите страни предварително.

(5) В съвместното разследване по споразумение на страните могат да се привличат и независими експерти.

(6) Резултатите от съвместното разследване се отразяват в протокол.

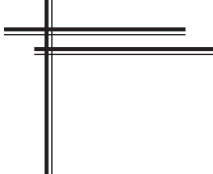
Чл. 88. В протокола от съвместното разследване се вписват задължително:

1. време и дата на аварийното събитие;
2. диспечерско наименование и собственост на засегнати съоръжения и обекти;
3. описание на аварийното събитие;
4. технически параметри на режима на съоръженията преди настъпване на аварийното събитие;
5. технически параметри на режима на съоръженията по време на аварийното събитие;
6. мощност на потребителите с прекъснато електроснабдяване;
7. мощност на производителите с прекъснато или изменено производство на електрическа енергия;
8. продължителност на прекъсването;
9. недоставена /непроизведена електрическа енергия;
10. анализ на причините за аварийното събитие;
11. изводи и препоръки за превантивни мерки;
12. време и дата на въвеждане в работа на засегнати съоръжения и обекти след ремонт.

Чл. 89. (1) Операторът на електроразпределителната мрежа регистрира в Бюлетина за нарушенията на нормалната работа на съоръженията и в дневник за действието на релейните защиты, автоматиката и противоаварийната автоматика информация за:

1. нарушения на нормалната работа на съоръжения в електроразпределителната мрежа и съответни изключения;
2. предаварийни състояния на съоръжения;
3. нарушения на нормалната работа на електроразпределителната мрежа по причини в електропреносната мрежа и електроенергийната система;
4. прекъсвания на снабдяването на потребители и прекъсвания на производството на електрическа енергия от производители.

(2) Разпределителното предприятие систематизира и изпраща на Министерството на икономиката и енергетиката и Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, обобщена информация за събитията, регистрирани в Бюлетина за нарушенията на нормалната работа на съоръженията и в дневник за действието на релейните защиты, автоматиката и противоаварийната автоматика за всеки месец.



Раздел VII

Местен защитен план

Чл. 90. Операторът на електроразпределителната мрежа проучва защитния план на електроенергийната система и в срок 30 дни писмено уведомява териториално диспечерско управление (ТДУ) при електроенергийния системен оператор за съгласуване на изискваните мерки.

Чл. 91. Разпределителното предприятие и операторът на електроразпределителната мрежа разработват местен защитен план, който се състои от две части.

Чл. 92. (1) Първата част на местния защитен план включва:

1. изискванията и мерките, отнасящи се до разпределителното предприятие и оператора на електроразпределителната мрежа, посочени в защитния план на електроенергийната система съгласно глава пета, раздел VII “Защитен план” на Правилата за управление на електроенергийната система;

2. организиране на автоматично честотно разтоварване (АЧР) – първо и второ стъпало;

3. организиране на автоматично честотно отделяне (АЧО) на генериращи мощности, диспечирани от оператора на електроразпределителната мрежа, ако това се изисква от защитния план на електроенергийната система;

4. организиране на изключване на електрически товари при действие на специалната централизирана противоаварийна автоматика в случаите на аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ “Козлодуй”;

5. мерки за противоаварийно управление за области на електроразпределителната мрежа, в които съществува риск за аварийно понижаване на напрежението;

6. организация и настройки на релейни защиты за избягване на риск от развитие на аварийни ситуации.

(2) Разпределителното предприятие предоставя на преносното предприятие необходимата информация за определяне на настройките на релейните защиты в подстанциите 110 kV/СрН.

Чл. 93. (1) Втората част на местния защитен план включва мерките и действията, които разпределителното предприятие и операторът на електроразпределителната мрежа предприемат на територията на страната или на територията на разпределителното предприятие при:

1. непреодолима сила;

2. разпоредителни мерки на държавни органи за състояние на готовност или при военни действия;

3. терористични действия.

(2) Втората част на местния защитен план определя:

1. създаване на координационен кризисен център с информационен пункт, неговия състав, ред за действие, права и задължения на членовете му,

месторазположение, транспортни средства, комуникации и др.;

2. връзки на координационния кризисен център с ръководството на разпределителното предприятие и оператора на електроразпределителната мрежа;

3. организиране на оперативно-ремонтния и допълнителен персонал за отстраняване на повреди и възстановяване на обектите;

4. разработване на програма за случаите на въвеждане на ограничителен режим само на територията на разпределителното предприятие;

5. резервни материали и съоръжения и месторазположението им;

6. транспортни средства;

7. организиране на охрана на обектите;

8. организиране на взаимодействието с областните и общинските административни органи, териториалните органи на МВР, териториалните звена на Главна дирекция “Национална служба Гражданска защита” към Министерството на държавната политика при бедствия и аварии и др.;

9. средства и начини за уведомяване на населението;

10. връзки с медиите;

11. организиране на взаимодействие с ТДУ при електроенергийния системен оператор и други разпределителни предприятия.

(3) Местният защитен план се съгласува с ТДУ при електроенергийния системен оператор, а втората му част – и с органите, посочени в ал. 2, т. 8.

Чл. 94. (1) Координационният кризисен център започва да функционира незабавно при настъпване на обстоятелства по чл. 93, ал. 1 и при обявяване на ограничителен режим за снабдяване с електрическа енергия.

(2) Решение за спиране на функционирането на координационния кризисен център се взема от ръководството на разпределителното предприятие след съгласуване с Министерството на икономиката и енергетиката.

Раздел VIII

Координиране с плана за възстановяване на електроенергийната система

Чл. 95. (1) Операторът на електроразпределителната мрежа проучва плана за възстановяване на електроенергийната система и в срок 30 дни писмено уведомява ТДУ при електроенергийния системен оператор за съгласуване на изискваните мерки и оперативни действия.

(2) При невъзможност да бъдат изпълнени някои от изискваните мерки операторът на електроразпределителната мрежа прави мотивирано предложение за промени в плана за възстановяване на електроенергийната система.

Чл. 96. Разпределителното предприятие и операторът на електроразпределителната мрежа подготвят и организират мерки и провеждат оперативни действия за възстановяване на нормалната работа на електроенергийната система в съответствие със съгласувания план за възстановяване на електроенер-

гийната система.

Чл. 97. (1) Разпределителното предприятие и операторът на електроразпределителната мрежа съставят подробен местен план за действията на оперативния персонал във всеки обект, включен в плана за възстановяване на електроенергийната система.

(2) Местният план за действията на оперативния персонал включва:

1. списъци на потребители с нулева категория осигуреност на електроснабдяването и обезпечеността им със собствени източници на резервно захранване;

2. последователност на възстановяване на захранването на електроразпределителната мрежа от подстанции 110 kV/СрН при възстановяване на нормалната работа на електроенергийната система;

3. списъци на производители на електрическа енергия, чиито генериращи мощности могат да бъдат пуснати в действие без външно захранване на собствените нужди при отпадане на напрежението на мрежата (“черен старт”);

4. възможности и схеми на захранване на части от електроразпределителната мрежа от производители на електрическа енергия по т. 3 или такива, които запазват собствените си нужди при пълно разпадане на електроенергийната система.

(3) Операторът на електроразпределителната мрежа предоставя на ТДУ при електроенергийния системен оператор копие от местните планове по ал. 1.

Чл. 98. Операторът на електроразпределителната мрежа е длъжен да обучава оперативния си персонал за действията при прилагане на местните планове по чл. 97, ал. 1.

Чл. 99. Разпределителното предприятие определя комуникациите на информационния пункт, организиран съгласно чл. 143, т. 4 от Правилата за управление на електроенергийната система, начина за уведомяване на потребителите и производителите на електрическа енергия, присъединени към разпределителната мрежа, както и продължителността на функциониране на информационния пункт при възстановяване на електроенергийната система.

Раздел IX

Временно прекъсване на снабдяването с електрическа енергия и/или производството на електрическа енергия.

Ограничаване на потреблението и/или производството на електрическа енергия и на електрическите товари

Чл. 100. Временното прекъсване на снабдяването с електрическа енергия и/или производството на електрическа енергия и ограничаването на потреблението и/или производството на електрическа енергия и на електрическите товари се планират и извършват в съответствие със:

1. Наредбата за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъс-

ване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ;

2. 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;

3. Правилата за управление на електроенергийната система.

Чл. 101. (1) При условията на чл. 73, ал. 1 ЗЕ без предварително уведомяване на потребителите и производителите може да се извършва:

1. временно прекъсване на снабдяването с електрическа енергия;
2. временно прекъсване на производството на електрическа енергия от производители, присъединени към електроразпределителната мрежа;
3. временно ограничаване на потреблението на електрическа енергия (при техническа възможност и комуникации).

(2) Временното прекъсване на снабдяването и/или производството на електрическа енергия и ограничаването на потреблението на електрическа енергия по ал. 1 се осъществяват:

1. от автоматични защитни устройства;
2. по нареждане на оператора на електроенергийната система и операторите на електроразпределителните мрежи и оперативния дежурен персонал на подстанциите 110 kV/СрН или чрез телеуправление от оператора на електроразпределителната мрежа.

(3) Принципите и организацията на автоматичните защитни устройства, изискванията към тях и съответните настройки са част от защитния план на електроенергийната система и съответно от местния защитен план на разпределителното предприятие.

(4) Операторът на електроенергийната система може да даде нареждане на оператора на електроразпределителната мрежа за временно прекъсване или ограничаване на снабдяването с електрическа енергия като коригиращи мерки за избягване на ограничения в пропускателната способност на електропреносната мрежа в съответствие с Правилата за управление на електроенергийната система.

(5) Операторът на електроразпределителната мрежа може да предприеме действия за временно прекъсване или ограничаване на снабдяването с електрическа енергия при възникване на ограничения в пропускателната способност на електроразпределителната мрежа.

(6) Оперативният дежурен персонал на подстанциите 110 kV/СрН може да извърши временно прекъсване на снабдяването с електрическа енергия или на производството на електрическа енергия при настъпване на събитията по чл. 73, ал. 1, т. 1-5 ЗЕ, когато в зависимост от ситуацията уведомяването на оператора на електроразпределителната мрежа и получаването на съответно нареждане е свързано с неоправдано забавяне.

(7) След извършване на изключванията оперативният дежурен персонал трябва незабавно да уведоми оператора на електроразпределителната мрежа.

Чл. 102. (1) Разпределителното предприятие участва в управлението на потреблението в съответствие с Правилата за управление на електроенергийната система, като по нареждане на електроенергийния системен оператор се извършват пред аварийни ръчни или с телеуправление временни прекъсвания без предварително уведомяване на потребителите за ограничаване на електрическите товари в местата на присъединяване към електропреносната мрежа.

(2) В зависимост от ситуациите временните прекъсвания за управление на потреблението могат да се съгласуват между електроенергийния системен оператор и оператора на електроразпределителната мрежа за извършване с предварително уведомяване на потребителите.

(3) Предварителното уведомяване за временни прекъсвания за случаите по ал. 2 се извършва в съответствие с Наредбата за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ.

(4) За целите на управлението на потреблението операторът на електро-разпределителната мрежа може да осъществи по нареждане на електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ) ограничаване на електрическите товари и потреблението чрез намаляване на напрежението до допустими граници на шини средно напрежение на подстанциите 110 kV/СрН.

Чл. 103. (1) При въвеждане на ограничителен режим за снабдяване с електрическа енергия по чл. 72 ЗЕ се извършва ограничаване или прекъсване на снабдяването с продължителност, по-голяма от 48 часа. Въвеждането на ограничителен режим се обявява чрез средствата за масово осведомяване.

(2) Действията на разпределителното предприятие и на оператора на електроразпределителната мрежа при ограничителен режим са в съответствие със:

1. Наредбата за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ;

2. Правилата за управление на електроенергийната система.

(3) Операторът на електроразпределителната мрежа извършва ограничаване или прекъсване на снабдяването с електрическа енергия при ограничителен режим по нареждане на електроенергийния системен оператор по предварително определена програма, която регламентира обема и периодичността на ограничаване на потребителите.

(4) Когато ограничителният режим е въведен само за територията на разпределителното предприятие, операторът на електроразпределителната мрежа извършва ограничаване или прекъсване на снабдяването с електрическа енергия в съответствие с програмата по чл. 93, ал. 2, т. 4.

Чл. 104. (1) Разпределителното предприятие и операторът на електрора-

зпределителната мрежа извършват подготовка и организация на прекъсването и ограничаването на снабдяването по чл. 101, 102 и 103.

(2) Целта на подготовката и организацията по ал. 1 е да се осигури:

1. ефективно и в необходимите моменти извършване на ограничаване или прекъсване на снабдяването с електрическа енергия;

2. възможно по-малки смущения за потребителите, съобразени с категорията на осигуреност на електроснабдяването, и избягване на сложни превключвания в схемата на електроразпределителната мрежа;

3. равнопоставеност в рамките на всяка група потребители.

(3) Операторът на електроразпределителната мрежа и съответните звена от структурата на разпределителното предприятие проучват състава и характера на потребителите по изводите средно напрежение на подстанциите 110 kV/СрН, електрическите товари в зимен максимален и летен минимален режим по изводи и дават предложение на ТДУ при електроенергийния системен оператор за:

1. формиране на стъпалата на АЧР;

2. товарите към централизираната системна противоаварийна автоматика (при аварийно изключване на блок 1000 MW в АЕЦ “Козлодуй”);

3. групите потребители по чл. 170, т. 2 от Правилата за управление на електроенергийната система.

(4) Проучванията и данните по ал. 3 се актуализират ежегодно.

Чл. 105. Операторът на електроразпределителната мрежа уведомява обществените снабдители/крайните снабдители за извършеното ограничаване или прекъсване на снабдяването с електрическа енергия и им предоставя необходимата информация.

Раздел X

Изисквания и координация при провеждане на системни изпитвания

Чл. 106. Провеждането на системни изпитвания се организира от ТДУ при електроенергийния системен оператор в съответствие с Правилата за управление на електроенергийната система.

Чл. 107. (1) При условията на глава девета от Правилата за управление на електроенергийната система ТДУ при електроенергийния системен оператор изпраща на оператора на електроразпределителната мрежа писмено уведомление (“предварително уведомление”) за предлагано провеждане на системни изпитвания.

(2) Операторът на електроразпределителната мрежа предлага представител в комисията за изпитванията, ако това се изисква, и предоставя информация, необходима на комисията във връзка с предлаганите системни изпитвания.

Чл. 108. Операторът на електроразпределителната мрежа не по-късно от две седмици след получаване на подготовения от комисията за изпитванията “доклад за предложения” изпраща до координатора на изпитванията своето писмено съгласие или аргументи за несъгласие с доклада.

Чл. 109. (1) След одобряване на доклада за предложения или неговия ревизиран вариант операторът на електроразпределителната мрежа получава от комисията за изпитванията “програма за изпитванията”.

(2) Ако след издаване на програмата възникнат проблеми във връзка с предложените изпитвания, операторът на електроразпределителната мрежа уведомява незабавно координатора на изпитванията.

Чл. 110. Операторът на електроразпределителната мрежа съставя собствена програма с мерки и действия в съответствие с програмата за изпитванията и отговаря за нейното изпълнение при провеждане на изпитванията.

Чл. 111. (1) При провеждане на изпитвания, които обхващат само електроразпределителната мрежа, се прилага процедура, аналогична на прилаганата за системни изпитвания съгласно Правилата за управление на електроенергийната система с внасяне на необходимите изменения в зависимост от характера и целите на изпитванията.

(2) Провеждането на изпитванията по ал. 1 се организира от оператора на електроразпределителната мрежа.

Г л а в а п е т а

КООРДИНАЦИЯ НА БЕЗОПАСНОСТТА НА ТРУДА ПРИ ЕКСПЛОАТАЦИЯ НА ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНАТА МРЕЖА

Чл. 112. Наличието на граници на собственост между електрическите съоръжения на преносното предприятие, разпределителните предприятия, потребителите и производителите на електрическа енергия изисква пълна координация на мерките и действията за осигуряване на безопасността на труда при експлоатацията и извършване на работи по съоръжения в електроразпределителните мрежи и присъединените електрически уредби на потребители и производители на електрическа енергия.

Чл. 113. Осигуряването и управлението на безопасността на труда при експлоатацията на електроразпределителната мрежа и електрическите уредби на потребителите и производителите на електрическа енергия се извършва в съответствие със:

1. Закона за здравословни и безопасни условия на труд;
2. Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи;
3. Правилата за управление на електроенергийната система;
4. 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;

5. местните правила и инструкции по безопасност на преносното предприятие, разпределителното предприятие, потребителите и производителите на електрическа енергия.

Чл. 114. Процедурите по координиране на безопасността са следните:

1. разпределителното предприятие, производителите на електрическа енергия и потребителите, присъединени към електроразпределителната мрежа средно напрежение, взаимно си предоставят местни правила и инструкции по безопасност, които се отнасят за техните съоръжения в местата на присъединяване към електроразпределителната мрежа; правилата и инструкциите се разработват в съответствие с Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи, като могат да включват и допълнителни мерки и изисквания, отчитащи конкретните особености на местата на присъединяване;

2. разпределителното предприятие, преносното предприятие и ТДУ при електроенергийния системен оператор взаимно си предоставят и съгласуват местните правила и инструкции по безопасност за съответните места на присъединяване;

3. страните взаимно съгласуват местните правила и инструкции по безопасност за всяко място на присъединяване; въз основа на местните правила и инструкции се сключват двустранни споразумения, включващи всички мерки и задължения на двете страни за осигуряване на безопасност при извършване на работи в електрическите уредби и електроразпределителната мрежа; в случаите, когато експлоатационното обслужване на електрическата уредба и/или на съоръженията за присъединяване на потребител или производител на електрическа енергия се извършва от трето лице, споразумението е четиристранно;

4. разпределителното предприятие и съседни разпределителни предприятия взаимно съгласуват местните правила и инструкции по безопасност за съответните граници на собственост на електрическите съоръжения;

5. съгласуването на местните правила и инструкции по безопасност се извършва официално в писмена форма;

6. в случай, че една от страните желае да извърши промени в местните правила и инструкции, тя трябва да уведоми писмено другата страна и да приложи обосновка за предлаганата промяна; изменените местни правила и инструкции по безопасност се съгласуват официално в писмена форма без неоправдано забавяне;

7. местните правила и инструкции по безопасност за всяко място на присъединяване към електроразпределителната мрежа трябва да бъдат представени на оператора на електроразпределителната мрежа;

8. за всяко място на присъединяване разпределителното предприятие,

производителите и потребителите на електрическа енергия, уредбите на които са с оперативен дежурен персонал, трябва да определят длъжностни лица – “отговорници по безопасността”, които отговарят за координиране и прилагане на мерки за безопасност при извършване на работи, изискващи обезопасяване на електрическите съоръжения;

9. допуска се един отговорник по безопасността да отговаря за повече от едно място на присъединяване;

10. разпределителното предприятие съставя поименни списъци на отговорниците по безопасността с тяхната длъжност, квалификационна група по безопасност на труда по места на присъединяване; разпределителното предприятие обменя списъци с отговорниците по безопасност със:

а) преносното предприятие и ТДУ при електроенергийния системен оператор – за местата на присъединяване към обекти на преносното предприятие;

б) други разпределителни предприятия – за съответните граници на собственост на електрическите съоръжения;

11. разпределителното предприятие и потребителите и производителите на електрическа енергия, уредбите на които са с оперативен дежурен персонал, се уведомяват в писмена форма за съответните отговорници по безопасността;

12. за всяка промяна в поименните списъци страните се уведомяват взаимно във възможно най-кратък срок.

Чл. 115. Реализацията на мерките за безопасност се извършва, както следва:

1. при места на присъединяване на обекти на разпределителното предприятие към обекти на преносното предприятие:

а) за извършване на работи по съоръжения на електроразпределителната мрежа, включително в местата на присъединяване, изискващата страна трябва да се обърне със заявка към оператора на електроразпределителната мрежа за извеждане на съответното съоръжение от работа;

б) за извършване на работи по съоръжения на страна 110 kV в подстанции 110 kV/СрН, собственост на разпределителното предприятие, включително в местата на присъединяване, изискващата страна трябва да се обърне със заявка към оператора на електроразпределителната мрежа за извеждане на съответното съоръжение от работа; операторът на електроразпределителната мрежа уведомява електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ) и съгласува с него заявката;

в) след даването на разрешение отговорникът по безопасността на изискващата страна издава в съответствие с Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи писмено нареждане за работа, което определя необходимите мерки за безопасност съгласно този правилник и местните правила и инструкции за безопасност;

г) операторът на електроразпределителната мрежа разрешава и изпълнява чрез съответния оперативен дежурен персонал изискваните мерки за безопасност, предвидени в писменото нареждане; отговорникът по безопасността на изискващата страна изпълнява своята част от мерките за безопасност, предвидени в писменото нареждане;

2. при места на присъединяване на потребители и производители на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа средно напрежение:

а) за извършване на работи по съоръжения в електрическите уредби на потребители и производители на електрическа енергия, включително в местата на присъединяване, изискващата страна трябва да се обърне със заявка към оператора на електроразпределителната мрежа за извършване на съответни превключвания и за изпълнение на мерки за безопасност;

б) след даването на разрешение отговорникът по безопасността на изискващата страна издава в съответствие с Правилника за безопасност при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи писмено нареждане за работа, което определя необходимите мерки за безопасност съгласно този правилник и местните правила и инструкции за безопасност;

в) операторът на електроразпределителната мрежа разрешава и изпълнява чрез дежурния персонал на съответната подстанция 110 kV/СрН изискваните мерки за безопасност, предвидени в писменото нареждане; отговорникът по безопасността на изискващата страна изпълнява своята част от мерките за безопасност, предвидени в писменото нареждане, съвместно с аварийно-ремонтния персонал на разпределителното предприятие.

Чл. 116. Регистрацията на мерките по безопасност от изискващата страна и допускането до работа се изпълняват, както следва:

1. след изпълнение на предвидените мерки по безопасност изпълняващата страна пряко или чрез оператора на електроразпределителната мрежа информира изискващата страна;

2. изискващата страна след получаване на информация 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;

3. отговорникът по безопасността на изискващата страна след подписване на писменото нареждане за работа, с което удостоверява изпълнението на предвидените мерки за безопасност, допуска съответния персонал за извършване на планираните работи.

Чл. 117. Завършването на работите се изпълнява, както следва:

1. след завършването на работите отговорникът по безопасността на изискващата страна извежда ремонтния персонал от мястото на работата и информира оператора на електроразпределителната мрежа;

2. страните регистрират времето и оформят завършването на работата със записи в оперативните дневници и в писменото нареждане за работа.

Чл. 118. (1) Възстановяването на нормалната схема на електроразпределителната мрежа се изпълнява, като операторът на електроразпределителната мрежа издава диспечерски разпореждания към оперативния дежурен персонал на засегнатите страни за извършване на необходимите превключвания. За случая по чл. 115, т. 1, буква “б” операторът на електроразпределителната мрежа уведомява електроенергийния системен оператор (съответно ТДУ).

(2) Всички превключвания за възстановяване на нормалната схема на електроразпределителната мрежа се регистрират по реда на тяхното изпълнение в оперативните дневници на засегнатите страни.

Чл. 119. Съхранението 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.

Г л а в а ш е с т а

КОНТРОЛ ЗА СПАЗВАНЕ НА ПРАВИЛАТА

Чл. 120. Контролът за спазване на тези правила е част от контрола за изпълнение на условията на издадените от комисията лицензии.

Чл. 121. Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на разпоредбите на тези правила, се отнасят за решаване от комисията по реда на ЗЕ.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на тези правила:

1. “Бързо изменение на напрежението” е единично бързо изменение на ефективната стойност на напрежението между две стационарни нива на напрежението с определена, но не точно зададена продължителност.

2. “Изменение на напрежението” е намаляване или увеличаване на ефективната или амплитудната стойност на напрежението, дължащо се обикновено на изменението на общия товар на електроразпределителната мрежа или на част от нея.

3. “Краткотрайно спадане на напрежението” е внезапно намаляване на напрежението между 90 % и 1 % от номиналното напрежение, последвано от увеличаване след кратък интервал от време. Обикновено продължителността на спадане е от 10 ms до 1 min.

4. “Краткотрайно пренапрежение с промишлена честота между фаза и земя” е повишаване на напрежението в определена точка на мрежата с относително голяма продължителност. Обикновено се причинява от оперативни прев-

ключвания или повреди, например внезапно изключване на товар, еднофазни к.с., резонансни процеси и др.

5. “Критерий “ $n - 1$ ” е правило, в съответствие с което при изключване на един, който и да е елемент от мрежата, тя запазва своите функции без претоварвания на останалите елементи, с напрежения във възловите точки в допустими граници, без прекъсване на електроснабдяването на потребители. Възможна е и по-висока степен на сигурност, когато мрежата запазва своите функции при два изключени елемента (“ $n - 2$ ”).

6. “Минимална схема на присъединяване” е най-икономичната съвкупност от електрически уредби и електропроводни линии за присъединяването на даден обект, определена в съответствие с изискванията на действащата нормативна уредба за устройство на територията, за устройство, безопасност и експлоатация на електрическите мрежи, техническите спецификации и използваните от разпределителното предприятие съоръжения и технологии за изграждане и за ремонтно-експлоатационно обслужване на електроразпределителната мрежа.

7. “Намеса на трета страна” са преднамерени или непреднамерени случайни действия на лица извън персонала на разпределителното предприятие, довели до повреди на съоръжения на електроразпределителната мрежа.

8. “Нарушение” е събитие по време на експлоатация, при което едно съоръжение не може да изпълнява предвидените му по проект и предявени функции в резултат на възникнал дефект (отказ) на съставен елемент, грешна манипулация или отклонение на определени технологични параметри, което довежда до частично или пълно излизане на съоръжението от работно състояние или резерв.

9. “Несиметрия на фазните напрежения” е състояние на трифазна система на електрозахранване, при което ефективните стойности на фазните напрежения не са еднакви или ъглите на фазовата последователност не са еднакви.

10. “Ниско напрежение” е напрежение, чиято номинална ефективна стойност е до 1 kV.

11. “Нормални условия на експлоатация” са условия, при които електроразпределителната мрежа осигурява товарите на потребителите при приета схема и автоматично изключване на повредите (нарушения на нормалната работа на съоръжения) от релейната защита, без извънредни ситуации, възникващи от външни въздействия или непреодолима сила.

12. “Показатели за качество на електрическата енергия” са количествено определими характеристики, които се отнасят за честотата, амплитудата, формата на синусоида на напрежението и симетрията на фазните напрежения при трифазна система на електрозахранване.

13. “Преходно пренапрежение между фаза и земя” е краткотрайно колебателно или неколебателно, обикновено бързо затихващо, с продължителност от няколко ms или по-малка. Причинява се от попадения на мълнии, комутации,

заработване на предпазители.

14. “Приемник на електрическа енергия” е уред или технологична инсталация за преобразуване на електрическа енергия в процеса на нейното използване в друг вид енергия.

15. “Средно напрежение” е напрежение, чиято номинална ефективна стойност е от 1 kV до 35 kV.

16. “Третично регулиране на напрежението” е автоматично поддържане на зададени нива на напрежение на шини средно напрежение в подстанции 110 kV/СрН чрез превключване под товар на стъпалните регулатори на силовите трансформатори в подстанциите.

17. “Фликер” (трепене) е усещане за неустойчивост на зрителното възприятие, предизвикано от светлинен дразнител, яркостта или спектралното разпределение, на който се изменя в течение на времето.

18. “Флуктуации на напрежението” са последователни изменения на напрежението или циклични изменения на обвивната крива на напрежението.

19. “Хармонична съставляща на напрежението” е синусоидално напрежение с честота, кратна на основната честота 50 Hz на захранващото напрежение.

ЗАКЛЮЧИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 2. Тези правила са изготвени на основание чл. 83, ал. 1, т. 5 от Закона за енергетиката и са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с Решение № П-6 от 18 юни 2007 г.



ПРАВИЛА

за измерване на количеството електрическа енергия

Обн., ДВ, бр. 38 от 11 май 2007 г.

Раздел I

Общи положения

Чл. 1. С правилата за измерване на количеството електрическа енергия се определят:

1. принципите, начините и местата на измерване на количествата продадена и закупена електрическа енергия;
2. изискванията за точността на измерване, проверката на техническите и метрологичните характеристики на измервателните средства/системи, и свързаните с тях комуникационни връзки;
3. създаването и поддържането на регистри и бази първични данни на измервателните системи, както и достъпът до регистъра на измервателната система;
4. поддържането и достъпът до информацията, обезпечаваща процеса на сетълмент по чл. 110, ал. 2 от Закона за енергетиката;
5. измерването, валидирането, обработването, съхраняването и предоставянето на данни от измерването на електрическата енергия на електроенергийния системен оператор и ползвателите на мрежите;
6. правата и задълженията на собственика на измервателна система и на страните по сделките с електрическа енергия.

Раздел II

Принципи на измерването

Чл. 2. (1) За всяка точка на присъединяване с търговско измерване към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, включително за всеки междусистемен електропровод, преносното, съответно разпределително предприятие осигурява и поддържа измервателна система.

(2) Контролно измерване е резервиращо търговското, като средствата и системите за контролно измерване са с не по-лоши метрологични характеристики от средствата за търговско измерване и се осигуряват и поддържат от страната (участника), която го е поискала.

(3) За целите на уреждане на взаимоотношенията по сделките с електрическа енергия и валидиране на информацията при отпадане на средства за търговско и контролно измерване, се допуска друг начин за допълване на данните.

Чл. 3. (1) Електромерите за търговско и контролно измерване отчитат и регистрират киловатчасове (kWh) и/или киловарчасове (kVArh) в мястото на измерване на активна и/или реактивна (капацитивна/индуктивна) електрическа енергия.

(2) Периодичността на отчитане на количествата активна и реактивна електрическа енергия, по всяко място на измерване, е както следва:

1. най-малко веднъж месечно за обекти, присъединени към мрежи “високо” и “средно” напрежение, и за всички обекти с предоставена инсталирана мощност над 100 kW или годишно потребление/производство по-голямо от 200 000 kWh;

2. най-малко веднъж на дванадесет месеца за обекти, присъединени към мрежа “ниско напрежение” с предоставена инсталирана мощност до 100 kW и годишно потребление/производство по-малко от 200 000 kWh;

3. за битови потребители, съгласно приетите периоди на отчитане в общите условия на договорите, приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране.

(3) Разпределителните дружества не са задължени да монтират и поддържат средства за търговско измерване на електрическата енергия за всеки период на сетълмент за обектите по ал. 2, т. 2.

(4) Собствениците на измервателните системи извършват отчитането на количествата електрическа енергия съгласно периодите на отчитане по ал. 2 и предоставят данните от измерването на електроенергийния системен оператор.

Чл. 4. (1) Всяко място на измерване трябва да има постоянен буквено-цифров идентификационен код.

(2) Всяко място на измерване задължително се отнася към определена балансираща група съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

Чл. 5. (1) Техническите изисквания и спецификациите на измервателната система се определят от нивото на напрежение, предоставената мощност в мястото на измерване, както и от количеството електрическа енергия, което ще се измерва съгласно Наредба № 3 за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии.

(2) Метрологичните характеристики на средствата/системите за измерване са определени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, и в Наредбата за съществения изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване.

Чл. 6. Всички измервателни системи се доставят, обслужват, поддържат и контролират в съответствие с изискванията на тези правила и действащото законодателство.

Чл. 7. При изграждане на нови и/или реконструкция на системи за из-

мерване, проектите се съгласуват с преносното или разпределителното предприятие.

Чл. 8. Произведената електрическа енергия и електрическата енергия, използвана от потребителите, се измерва със средства за търговско измерване – собственост на преносното или на съответното разпределително предприятие.

Чл. 9. (1) Преносното предприятие е длъжно да доставя, монтира и поддържа система за търговско измерване, регистриране и предаване на данни в случаите, когато се измерва:

1. енергията от и към производител, присъединен към електропреносната мрежа;
2. енергията, напускаща и постъпваща в електропреносната мрежа към и от електроразпределителните мрежи;
3. енергията, постъпваща в електрическите уредби на потребители, присъединени към електропреносната мрежа;
4. енергията, постъпваща/напускаща по междусистемните електропроводи.

(2) Разпределителното предприятие е длъжно да доставя, монтира и поддържа средствата за търговско измерване и прилежащата апаратура за регистриране и предаване на данни в случаите, когато се измерва:

1. енергията, използвана от потребители на енергия за стопански нужди, присъединени към електроразпределителната мрежа;
2. енергията, използвана от битовите потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи ниско напрежение.
3. енергията от и към производители, присъединени към електроразпределителната мрежа.

(3) Доставка, монтажът и поддръжката на средствата за търговско измерване и прилежащата апаратура за регистриране и предаване на данни в местата за обмен на енергия между съседни разпределителни предприятия, се уреждат съгласно сключен между тях договор.

(4) Страната, която купува или продава електрическа енергия, няма право да преустройва, ремонтира или заменя елементи на средствата/системите за търговско измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление, поставени от преносното, съответно разпределителното предприятие, оторизиран държавен орган или упълномощени от него длъжностни лица.

Чл. 10. (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие е длъжно да осигурява на страната, която купува или продава електрическа енергия, възможност за контрол на показанията на средствата за търговско измерване.

(2) Потребителите и производителите осигуряват на длъжностните лица на преносното, съответно разпределителното предприятие безпрепятствен достъп до всички елементи на измервателната система за тяхното монтиране, проверка и отчитане на количествата електрическа енергия, по всяко време по ред, описан в договора за пренос между страните.

Чл. 11. (1) Когато утвърдените тарифи предоставят възможност на потребителите от дадена група да избират начина на измерване на количеството електрическа енергия, преносното, съответно разпределителното предприятие е длъжно да монтира измервателни уреди, които да съответстват на писмено заявения избор на потребителя.

(2) В случая по ал. 1 потребителят подава писмено заявление до преносното, съответно разпределителното предприятие с искане за промяна на начина на измерване. Заявлението съдържа мотивите за исканите промени.

(3) В 30-дневен срок преносното, съответно разпределителното предприятие след проверка на съществуващия начин на търговско измерване на мястото при потребителя, изготвя и изпраща становище за вида, обема и техническите параметри за изграждане на необходимите съоръжения за осъществяване на исканото преустройство.

(4) Преносното, съответно разпределителното предприятие предлага договор за осъществяване на исканото преустройство по реда Наредбата за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи.

Раздел III

Определяне на местата на търговско измерване

Чл. 12. (1) При постъпване на електрическа енергия от производители в електропреносната мрежа, съответно в електроразпределителната мрежа, мястото на измерване е на страна високо напрежение на повишаващите трансформатори.

(2) При тринамотъчен силов трансформатор, мястото на мерене е на страна високо напрежение и на страна средно напрежение. Постъпилата енергия на СрН се измерва от преносното, съответно разпределителното предприятие, в чиято уредба постъпва енергията.

(3) Производителят може да изгради техническо мерене на генераторно напрежение на силовия трансформатор.

Чл. 13. При отдаване на електрическа енергия от електропреносната към електроразпределителната мрежа, мястото на измерване е:

1. при собственост на мрежата 110 kV на разпределителното предприя-

тие – на страна 110 kV.

2. при собственост на уредбата на преносното предприятие:

– на страна средно напрежение на понижаващ трансформатор 110 kV/СрН;

– на трансформатори собствени нужди на уредбата.

Чл. 14. (1.) При отдаване на електрическа енергия от електропреносната мрежа, съответно електроразпределителната мрежа към потребител, мястото на измерване е на страната с по-високо напрежение на понижаващия трансформатор на потребителя (ако има такава трансформация) или в мястото на присъединяване на потребителя към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа.

(2) При отдаване на електрическа енергия от преносното, съответно разпределителното предприятие към производител, мястото на измерване е на страна на по-високото напрежение на съответния трансформатор.

(3) Измерване на електрическа енергия се извършва и когато трета страна е предоставила достъп през собствените електрически уредби и съоръжения на преносното, съответно разпределителното предприятие до други потребители.

Чл. 15. При междусистемните електропроводи мястото на измерване се организира от преносното предприятие в граничната подстанция (уредба) съгласно препоръките на УСТЕ и двустранните договори за доставка (обмен) на електрическа енергия.

Чл. 16. (1) Когато мястото на измерване не съвпада с мястото на присъединяване, данните от измерването могат да се коригират.

(2) Преносното, съответно разпределителното предприятие и страната, чиято енергия се измерва, се договарят за начина на корекция.

Раздел IV

Идентификационен код

Чл. 17. За унифициране и осигуряване на обмена на данни на електроенергийния пазар и между заинтересовани лица, всяко място на измерване на електрическата енергия се описва чрез специфичен за обекта идентификационен код. Структурата на идентификационния код се определя от електроенергийния системен оператор в съответствие с международния идентификационен код.

Раздел V

Изисквания към измервателните системи

Чл. 18. (1) В зависимост от нивото на напрежение и предоставената

мощност, измервателната система включва:

1. измервателни трансформатори;
2. електромери;
3. устройства за комуникации;
4. допълнителни и спомагателни устройства и вериги, включително табла (шкафове);
5. вторични вериги за измерване, клемореди и предпазители.

Чл. 19. (1) Средствата за измерване трябва да отговарят на следните условия:

1. да са защитени чрез пароли, ключове, пломби или други устройства, които не позволяват нерегламентиран достъп до тях на неоторизирани лица;
2. да имат стойности на техническите и метрологични характеристики в съответствие с изискванията на Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол, Наредбата за съществения изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване и Наредба № 3 за устройство на електрическите уредби и електропроводни линии и на приложение № 1;
3. при измерване на страна ВН, да имат защита от пренапрежение;
4. да имат възможност за съхраняване на данни, освен случаите по чл. 3, ал. 2, т. 2.

Чл. 20. (1) Измервателните трансформатори (токови и напреженови) трябва да отговарят на изискванията за стойности на метрологичните характеристики, посочени в Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и в приложение № 1 от настоящите правила.

(2) В мрежите средно напрежение и мрежите високо напрежение всяко място на търговско измерване се захранва от един комплект токови и напреженови трансформатори, с отделна намотка за търговско измерване на ТТ, и НТ с отделна напреженова верига за търговското мерене, съгласно приложение № 1 от настоящите правила.

(3) Всяко място на измерване за обмен на електроенергия по междусистемен електропровод се захранва от един комплект токови и напреженови трансформатори, с отделни намотки за основния и контролния електромери на токовите трансформатори и със самостоятелни кръгове за основния и контролния електромери към намотка мерене на напреженовия трансформатор, свързани към отделни предпазители.

Чл. 21. (1) Според принципа на действие, електромерите за търговско измерване са индукционни или статични.

(2) Показанията на електромерите се отчитат непосредствено или дистанционно.

Чл. 22. (1) Търговското измерване на активна и реактивна електрическа

енергия се извършва:

1. при трифазни линии с триелементни електромери. Не се допуска измерване с три еднофазни електромера;

2. при еднофазни линии – с еднофазни (едноелементни) електромери.

Чл. 23. (1) Електромерите, които са от статичен тип, трябва да измерват и записват количествата активна и реактивна енергия през определени интервали от време и да ги регистрират в независима памет, с изключение на тези, отговарящи на условията в чл. 3, ал. 2, т. 2.

(2) Потокът на активна и реактивна енергия се измерва и регистрира поотделно в двете посоки.

Чл. 24. (1) Измервателната система заедно с прилежащите ѝ елементи трябва да постига изискванията за обща точност, посочени в приложение № 1 от настоящите правила.

(2) При необходимост данните от измервателните системи могат да бъдат компенсирани за грешките на измервателните трансформатори и съответните връзки към електромера.

(3) Стойностите на компенсацията се записват от преносното, съответно разпределителното предприятие и трябва да бъдат доказани за обосноваване на компенсационните критерии. Всички параметри се запаметяват в регистъра на измервателната система.

Чл. 25. Преносното, съответно разпределителното предприятие определя необходимостта от оборудване на електромер с вграден часовник с вход за синхронизация със стандартен часовник. Времето на електромера се задава според българското стандартно време. Времето на електромерите за измерване на междусистемен обмен се задава по гражданско централно европейско време.

Чл. 26. (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие определя необходимостта статичният електромер да има уред за автоматично регистриране с енергонезависима памет, която включва средства за запаметяване на данни за всяко измерено количество.

(2) Капацитетът на запаметяващото устройство трябва да позволява запаметяването на минимум 4 измерени стойности на данни, снемани през интервал от 15 минути, за период 62 дни.

Чл. 27. (1) Измервателната система, включваща статичен електромер, съгласно чл. 24, ал. 1 трябва да е оборудвана със средства за защита на енергозависимите данни, запаметени в паметта.

(2) Данните се съхраняват в енергонезависима памет. След загуба на захранване данните, записани в паметта, се пазят за най-малко 62 дни от натрупаното оперативно време без включено външно захранване. Всяка операция

“четене” не трябва да изтрива или да променя запаметените измерени данни.

Чл. 28. (1) Измервателната система, включваща статичен електромер, трябва да е оборудвана с интерфейсни устройства за вътрешна или външна комуникация, с изключение на тези по чл. 3, ал. 2, т. 2.

(2) Измервателната система за измерване на междусистемен обмен, включваща статичен електромер, трябва да е оборудвана с интерфейсни устройства за директно предаване в реално време на данните от основния и контролни електромери в диспечерската система SCADA, както и в базата данни на измервателната система.

(3) Собствениците на измервателните системи отчитат на място или от разстояние данните от статичните електромери поне веднъж в месеца. Електроенергийният системен оператор има право на достъп за периодично отчитане на статичните електромери по междусистемните електропроводи.

Чл. 29. (1) Отчитането на данни от електромера, както и частично или пълно параметриране на електромера трябва да бъдат възможни единствено чрез достъп при подходящо ниво на сигурност.

(2) Техническата спецификация на формата за предаване на данни, протоколите, средствата за проверка за грешки и нивото на сигурност се определят от собственика на средствата за измерване.

Чл. 30. (1) Вторичните вериги на измервателната система за обекти, присъединени към преносната мрежа, се изпълняват с екраниран кабел при следните условия:

1. напреженовите вериги (при измерване на всички нива на напрежение) – с четирижилен кабел;

2. токовите вериги (при измерване на всички нива на напрежение) – със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от токов трансформатор до команден шкаф/клеморед при токовия трансформатор, а от команден шкаф до клеморед – с четворка кабел;

3. минимално допустимото сечение на вторичните вериги е регламентирано в Наредба № 3 за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии, при което сечението на кабелите във вторичната токова верига трябва да бъде съобразено с мощността на вторичната намотка на токовия трансформатор, а вторичната напреженова верига да обезпечава допустимия пад на напрежение, посочен в Наредба № 3 за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии;

4. заземяването на вторичните вериги се извършва в една точка на специализираните клеми на измервателните трансформатори;

5. заземяването на екранирания кабел (защитната обвивка) се извършва на електромерното табло;

6. клеморедите на вторичните вериги са окомплектовани с принадлежности, осигуряващи оптимална възможност за независимо шунтиране на всяка от фазите, както и за разкъсване на вторичните вериги;

7. вторичните вериги се извеждат на клемореди:

– в команден шкаф за токови и напреженови вериги – при измерване на ниво високо напрежение;

– в предкилиен шкаф за напреженови вериги – при измерване на ниво средно напрежение;

– на електромерно табло – за измерване на ниво ниско напрежение.

8. монтажът на клеморедите в команден и предкилиен шкаф се изпълнява в прахо-влагозащитена кутия с възможност за plombиране;

9. за предпазване на вторичните напреженови вериги се използват еднополюсни предпазители, монтирани в кутии, с възможност за plombиране, в команден и предкилиен шкаф, като за всеки отделен кръг се подsigурява отделна защита;

10. сигнализацията за отпадане на напрежение във вторичните измервателни вериги се реализира за всяка измервателна система поотделно и при измерването на междусистемния обмен се извежда на командното табло на съответното присъединение;

11. сигнализацията за отпадане на оперативното напрежение при измерването на междусистемния обмен се извежда на табло – централна сигнализация;

12. електромерното табло, обезопасено срещу прах и влага и с възможност за plombиране, се захранва с променливо и постоянно напрежение 220 V от съответно табло – собствени нужди чрез самостоятелни предпазители и сигнализации за отпадането им.

(2) Вторичните вериги на измервателната система за обекти, присъединени към електроразпределителната мрежа се изпълняват при следните условия:

1. напреженовите вериги (при измерване на средно и високо напрежение) – с четирижилен кабел;

2. токовете вериги (при измерване на ниво средно напрежение) – с четирижилен кабел от токовете трансформатори до клеморед в електромерно табло;

3. токови вериги (при измерване на ниво високо напрежение) – със самостоятелна двойка кабел за всяка фаза от токов трансформатор до команден шкаф, а от команден шкаф до клеморед – с четворка кабел;

4. минимално допустимото сечение на вторичните вериги е 2,5 mm² за меден проводник, при което сечението на кабелите във вторичната токова верига трябва да бъде съобразено с мощността на вторичната намотка на токовия

трансформатор и дължината на вторичната верига, а вторичната напреженова верига да обезпечава спад на напрежение, посочен в Наредбата за устройство на електрическите уредби и електропроводните линии;

5. заземяването на вторичните вериги се извършва в една точка на специализираните клеми на измервателните трансформатори;

6. при използване на екраниран кабел (защитната обвивка) се заземява;

7. клеморедите за вторичните вериги са окомплектовани с принадлежности, осигуряващи оптимална възможност за независимо шунтиране на всяка от фазите, както и за разкъсване на вторичните вериги;

8. вторичните вериги се извеждат на клемореди:

– в команден шкаф за токови и напреженови вериги – при измерване на ниво високо напрежение;

– на електромерно табло – за измерване на ниво средно и ниско напрежение;

9. монтажът на клеморедите в команден и предкилиен шкаф се изпълнява в прахо-влагозащитена кутия с възможност за пломбиране;

10. за предпазване на вторичните напреженови вериги се използват еднополюсни предпазители, възможност за пломбиране,

Чл. 31. Данните от измерването, съхранявани в измервателната система, са защитени от пряк локален или дистанционен достъп чрез пароли, определени от собственика на измервателната система.

Чл. 32. (1) Мястото на измерване и всички прилежащи елементи, настройки и параметри на измервателната система трябва да бъдат ясно определени и записани в регистъра на измервателната система с изключение на измервателни системи на обекти по чл. 3, ал. 2, т. 2.

(2) Всички промени на елементи, настройки и параметри се съгласуват със съответния участник. При необходимост от неотложни промени, собственикът на измервателната система уведомява съответния участник.

(3) Проектът, техническите спецификации и електрическите схеми на елементите на измервателната система се документират от собственика на измервателната система.

Раздел VI

Регистър на измервателната система

Чл. 33. (1) Регистърът на измервателната система съдържа информация за:

1. марката, типа, серийния номер, година на производство и класа на точност на средствата за измерване;

2. всички данни, свързани с техническите и метрологичните спецификации и стандарти, като минимален и максимален ток, номинално резервно напрежение, работен обхват и точност на всички устройства в измервателната система, включително техническите данни на силовите и измервателните трансформатори;

3. идентификационния код, компенсационните процедури и др.;

4. локална информация, като физическо местоположение, име на упълномощеното лице за връзка и др.;

5. комуникационната връзка (тип, технически параметри, и др.);

6. всички данни, отнасящи се до програмата за проверка и графика на подмяна на активите, протоколи от проверките на различните измервателни уреди на измервателната система.

(2) Регистърът на измервателната система за измерването на междусистемния обмен трябва да съдържа посочената в ал. 1 информация и за измервателните системи в съответните подстанции на съседния системен оператор.

Чл. 34. (1) Всички технически данни за елементите на измервателната система се съхраняват от собствениците им.

(2) Собствениците на измервателните системи осигуряват:

1. актуализирането, поддържането и администрирането на регистъра;

2. сигурен начин, по който администрират, обработват, поддържат и съхраняват данните в регистъра.

Чл. 35. Всяка проверка на определената според приложение № 1 от настоящите правила точност на измервателната система, както и всяка промяна в нейните елементи, настройки и параметри се отразяват в регистъра.

Раздел VII

Данни от измерването

Чл. 36. Данните от измерванията включват отчетените стойности на активната и реактивна енергия.

Чл. 37. (1) Данните от измерването се събират, обработват, администрират и съхраняват от собственика на измервателната система.

(2) Данните за минали периоди се съхраняват в базата данни за период от 5 години.

Чл. 38. (1) Преносното и разпределителното предприятие създават, поддържат и администрират база данни от измерването за всички потребители и производители, присъединени към електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа.

(2) Собствениците на измервателните системи, са длъжни да осигурят

информация за отчетената електрическа енергия от и към електрически инсталации на производители и потребители и да я предоставят на електроенергийния системен оператор и търговските участници в срокове, обем и формат, определени в Правилата за търговия с електрическа енергия.

Чл. 39. (1) Собственикът на измервателните системи отговоря за проверката на валидността на данните и заместващите данни в случай на грешка или липсващи данни.

(2) Когато мястото на измерване не съвпада с мястото на присъединяване, данните от измерването могат при необходимост да се коригират по следните начини:

– в електромера, чрез компенсация на загубите в съответния електропровод и/или трансформатор;

– чрез софтуера за валидиране на данните от измерванията.

(3) Преносното, съответно разпределителното предприятие и страната, чиято енергия се измерва, се договарят за начина на компенсацията. Договорената процедура за определяне на размера на компенсацията се включва в регистъра на измервателната система.

(4) При измервателна система собственост на преносното предприятие, собственикът прилага посочените принципи за валидиране на данните, със следния приоритет:

1. използване на данни от контролни електромери;
2. използване на данни от електромери от насрежни точки на мерене (коригирани със съответен коефициент);
3. използване на данни от технически измервания;
4. използване на данни от баланс на подстанция;
5. използване на данни от информационните системи за оперативно управление или други системи за измерване;
6. използване на статистически (числени) методи за изчисления на данни;

(5) При измервателна система собственост на разпределителното предприятие, собственикът, прилага посочените принципи за валидиране на данните, като приоритетите на прилаганите принципи се определят в договорите между страните:

1. използване на данни от контролни електромери;
2. използване на данни от електромери от насрежни точки на мерене (коригирани със съответен коефициент);
3. използване на данни от технически измервания;
4. използване на данни от баланс на подстанция;
5. използване на данни от информационните системи за оперативно управление или други системи за измерване;

6. използване на статистически (числени) методи за изчисления на данни.

(6) В случай че данните от измерването не могат да бъдат възстановени от измервателната система в срока, определен за заплащане, заместващата стойност се подготвя от собственика на измервателната система.

(7) При установяване на загуба на данни от измерване или неточни данни от измервателната система, собственикът на измервателната система уведомява съответните търговски участници в сроковете, определени в договорите за пренос.

Чл. 40. (1) Всеки участник може да поиска от собственика на измервателната система да извърши проверка за съответствие между данните в базата данни и данните от търговската измервателна система.

(2) Разходите за извършване на проверката са за сметка на страната (участника) инициатор, поискала проверката, когато резултатите от нея покажат съответствие. Във всички останали случаи разходите за проверка са за сметка на преносното, съответно разпределителното предприятие.

(3) При несъответствие между данните от измервателната система и тези в базата данни засегнатият участник и собственикът на измервателната система определят съвместно най-подходящия начин за отстраняване на несъответствието въз основа на данните от измервателната система.

Раздел VIII

Проверка на измервателните системи

Чл. 41. Измервателните системи за търговско и контролно измерване удовлетворяват изискванията за обща точност само в случаите, когато качеството на електрическата енергия в мястото на измерване отговаря на изискванията на стандарта.

Чл. 42. Всички средства за търговско и контролно измерване подлежат на първоначална и последващи проверки по реда на Закона за измерванията, Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и Наредбата за съществени изисквания и оценяване съответствието на средствата за измерване. Проверката се извършва от упълномощено физическо или юридическо лице.

Чл. 43. Проверка на измервателната система може да бъде поискана от страната, която купува или продава електрическа енергия. Разходите са за сметка на страната, поискала проверката, когато резултатите от нея покажат, че оборудването е в рамките на изискваната точност. Във всички останали случаи разходите за проверката са за сметка на собственика на измервателната система.

Чл. 44. (1) Преносното, съответно разпределителното предприятие извършва проверки на измервателните системи за съответствието им с изискванията на тези правила по реда на Закона за измерванията и Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

(2) Измервателни системи се проверяват за съответствието им с изискванията за точност, съгласно приложение № 1 от настоящите правила.

(3) Извършването на проверката на общата точност на измервателната система съгласно приложение № 1 от настоящите правила се съгласува между собствениците на измервателните системи и страните по сделките с електрическа енергия.

(4) Проверката на общата точност се извършва чрез:

1. уредби за проверка на общата точност на измервателната система;
2. изчислителни процедури за определяне на общата точност по резултатите от проверки на грешките на отделните елементи на система за измерване на електрическата енергия.

Чл. 45. (1) Когато при проверка на измервателната система се установи грешка над допустимата съгласно Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол и приложение № 1 от настоящите правила и не е известно кога се е появила установената грешка, отчетеното количество електрическа енергия се определя съгласно процедура, предвидена в договора за покупко-продажба на електрическа енергия.

(2) Когато при проверка на измервателна система се установи грешка на измерването, по-малка от 1,5 пъти от допустимата грешка по спецификациите, отчетените резултати не се подменят.

(3) Преносното, съответно разпределителното предприятие подготвя отчет за съгласуване на данните, снети от електромера, и го предоставя на съответния участник.

Чл. 46. (1) Всички измервателни трансформатори подлежат на първоначална проверка.

(2) Новите измервателни трансформатори, преди да влязат в търговска употреба, се изпитват и проверяват съгласно Наредбата за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол.

(3) Последваща проверка на измервателните трансформатори се извършва по регламента на Закона за измерванията.

Раздел IX

Контролно измерване

Чл. 47. Системата за контролно измерване се монтира по преценка и

за сметка на страната, която купува или продава електрическа енергия, като се съгласува с преносното, съответно разпределителното предприятие.

Чл. 48. (1) Контролната измервателна система е отделна от търговската и използва отделни намотки на токовите трансформатори, както и отделни вериги на напреженовите трансформатори.

(2) Контролните измервателни системи не могат да бъдат с по-лоши метрологични характеристики от тези за търговското измерване.

(3) По преценка на преносното, съответно разпределителното предприятие може една и съща вторична намотка на токовите трансформатори да се използва за търговски и контролни електромери.

Чл. 49. (1) Участникът няма право без представител на преносното, съответно разпределителното предприятие да преустройва, ремонтира или заменя елементите на средствата за контролно измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление на тези средства.

(2) Преносното, съответно разпределителното предприятие няма право без представител на участника да преустройва, ремонтира или да заменя елементите на средствата за контролно измерване, както и да нарушава пломба, знак или друго контролно приспособление на тези средства.

Раздел X

Контрол за спазване на правилата

Чл. 50. Контролът за спазване на тези правила е част от контрола за изпълнение на условията на издадените от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране лицензии.

Чл. 51. Всички спорове, възникнали във връзка с прилагане на тези правила, се отнасят за решаване от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по реда на Закона за енергетиката.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на тези правила:

1. “Измерване” означава регистриране на произведената или употребената активна и реактивна електрическа енергия.

2. “Контролен електромер” е електромер, различен от търговския, и служещ за източник на информация в определени случаи.

3. “Междусистемни електропроводи” са електропроводи и принадлежащите им съоръжения, осигуряващи връзка с други електроенергийни системи

или части от тях.

4. “Обект” е всяка обособена по отношение на измерването на електрическа енергия производствена единица на участник в пазара на електрическа енергия, която произвежда или консумира електрическа енергия.

5. SCADA е информационно управляваща система за събиране, обработване, регистриране и визуализиране на информация, необходима за оперативното и аварийното управление на електроенергийната система, както и за следоперативен анализ.

6. “Точност” е предвидената допустима грешка на всяко измервателно устройство в зависимост от местоположението му и допустимата грешка на свързаните към него токови и напреженови трансформатори.

7. “Търговски електромер” е основна съставна част на всяка измервателна система, която осигурява измервателна информация за търговски цели.

8. “Търговски участници” са производителите на електрическа енергия, обществените доставчици, обществените снабдителни организации и търговците на електрическа енергия, които сключват сделки по реда на Правилата за търговия с електрическа енергия.

9. “Участник” е всяка от страните по сделките с електрическа енергия.

10. “УСТЕ” е Съюзът за координиране на преноса на електрическа енергия.

ЗАКЛЮЧИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 2. Тези правила са изготвени на основание чл. 83, ал. 1, т. 6 от Закона за енергетиката и са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с Решение № П-1 от 10 април 2007 г.

Приложение № 1

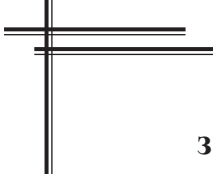
Обща точност

Общата точност на измерванията зависи от точността както на електромера, така и на токовете и напреженията на трансформаторите. Общата точност на измерванията в мястото на измерване за всички съществуващи и нови измервателни системи през цялото време е в границите на грешка, посочени в таблицата.

Количество	Точност на отделните елементи на измервателната система	Ток	Фактор на мощността	Граница на грешка
Активна енергия	Електромер за активна енергия 0,2 S	20 % до 120 % от IN	1,00	± 0,40 %
	Токов трансформатор 0,2 S	5 % до 20 % от IN	1,00	± 0,40 %
	Напреженов трансформатор 0,2	1 % до 5 % от IN	1,00	± 0,60 %
		20 % до 120 % от IN	от 0,5 L до 0,8 C	± 0,93 %
Активна енергия	Електромер за активна енергия 0,5 S	5 % до 120 % от IN	1,00	± 0,83 %
	Токов трансформатор 0,2 S	1 % до 5 % от IN	1,00	± 1,23 %
	Напреженов трансформатор 0,2	10 % до 120 % от IN	от 0,5 L до 0,8 C	± 1,41 %
Активна енергия	Електромер за активна енергия 0,5 S	5 % до 120 % от IN	1,00	± 1,32 %
	Токов трансформатор 0,5 S	1 % до 5 % от IN	1,00	± 1,68 %
	Напреженов трансформатор 0,5	10 % до 120 % от IN	от 0,5 L до 0,8 C	± 2,35 %
Активна енергия	Електромер за активна енергия 1,0 S	5 % до 120 % от IN	1,00	± 1,58 %
	Токов трансформатор 0,5 S	2 % до 5 % от IN	1,00	± 2,02 %
	Напреженов трансформатор 0,5	20 % до 120 % от IN	от 0,5 L до 0,8 C	± 2,48 %
Реактивна енергия	Електромер за реактивна енергия 2,0	10 % до 120 % от IN	0	± 4,00 %
	Токов трансформатор 0,2 S	10 % до 120 % от IN	от 0,866 L до 0,866 C	± 5,00 %
	Напреженов трансформатор 0,2	Напреженов трансформатор 0,5	от 0,866 L до 0,866 C	± 5,00 %

Забележка. Изискванията за токове в обхвата от 1 до 5 % от номиналния ток се прилагат само когато енергията, която ще се измерва при нормални работни условия, е такава, че номиналният ток на измерване е под 5 % (без 0) за периоди, равни на 10 % или повече годишно.

За постигане на общата изисквана точност може да е необходимо електромерите да бъдат компенсирани за грешките на измервателните трансформатори и за съответната връзка към електромерите.



ПРАВИЛА **за предоставяне на достъп до газопреносната** **и/или газоразпределителните мрежи**

Обн., ДВ, бр. 45 от 8 юни 2007 г.

Раздел I **Общи положения**

Чл. 1. Тези правила определят:

1. условията за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи, на които трябва да отговарят общественият доставчик, обществените снабдители, крайните снабдители, търговците на природен газ, предприятията за добив на природен газ и привилегированите потребители;

2. реда за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи на обществения доставчик, обществените снабдители, крайните снабдители, търговците на природен газ, предприятията за добив на природен газ и привилегированите потребители.

Раздел II **Условия за предоставяне на достъп до газопреносната** **и газоразпределителните мрежи**

Чл. 2. (1) Право на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи имат: общественият доставчик, обществените снабдители, крайните снабдители, търговците на природен газ, предприятията за добив на природен газ и привилегированите потребители в страната, при наличие на връзка с мрежите.

(2) Преносното и разпределителните предприятия предоставят достъп до газопреносната и/или газоразпределителните си мрежи при условия на равнопоставеност на привилегированите потребители, отговарящи на условията, определени в тези правила, и при наличие на предварителен договор/и за осигурени количества природен газ от обществения доставчик, търговци или добивни предприятия, във или извън страната.

Чл. 3. Право на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи могат да имат и местни лица в държава – членка на Европейския съюз, или регистрирани в държава, с която Република България има постигната договореност по силата на международен акт за взаимно прилагане на съответното

право на Европейските общности, при наличие на междусистемни връзки и при условията на чл. 176а от Закона за енергетиката (ЗЕ).

Чл. 4. (1) Привилегировани потребители на природен газ са:

1. от 1 януари 2007 г. до 30 юни 2007 г. – всички небитови потребители;
2. от 1 юли 2007 г. – всички потребители.

(2) Привилегированите потребители имат право да купуват природен газ от доставчик по свой избор.

Чл. 5. (1) Операторите на съответните мрежи огласяват в интернет:

1. подробно описание на предлаганите услуги, в т.ч. дългосрочни и краткосрочни, прекъсваеми и непрекъсваеми услуги и техните цени;
2. общите условия на договорите за пренос, одобрени от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък “комисията”;
3. принципна схема на газотранспортната мрежа на съответния оператор, посочваща всички входни точки към дадена мрежа, най-важните изходни точки и всички точки, свързващи неговата мрежа с други преносни мрежови оператори;
4. изисквания за качеството на предлагания за пренос природен газ.

(2) Операторите публикуват наличните капацитети в точките, посочени в ал. 1, т. 3, и актуализират информацията при наличие на промени.

Чл. 6. Принципите за разпределяне на наличния и неизползван капацитет са:

1. наличният капацитет се разпределя на принципа “първ заявил, първ получил”;
2. неизползваният капацитет от ползвател на мрежата се преразпределя от оператора на преносната или разпределителната мрежа, след като той е уведомил за това ползвателя.

Раздел III

Ред за предоставяне на достъп до газопреносната и газоразпределителните мрежи

Чл. 7. (1) Лицата, имащи право на достъп, подават писмено заявление по образец до преносното и/или разпределителното предприятие. Образецът на заявлението за предоставяне на достъп се изготвя и предоставя от преносното или съответното разпределително предприятие.

(2) Заявление за предоставяне на достъп се подава и в случаите, когато се иска промяна на вече предоставен достъп до мрежите, ако промяната се нала-

га вследствие на разширение, реконструкция и/или рехабилитация на съществуващи съоръжения на заявителя.

Чл. 8. Преносното, съответно разпределителното предприятие, разглежда подаденото заявление и приложенията към него. Ако се установи, че заявителят не е представил необходимите документи съгласно изискванията на тези правила и/или ако преносното, съответно разпределителното предприятие прецени, че е необходимо заявителят да представи допълнително данни и документи, на заявителя се изпраща писмено съобщение да представи необходимите данни и документи в 14-дневен срок. При забавяне със същия срок се удължава срокът за предоставяне на становище за условията на достъп.

Чл. 9. (1) След получаване на заявление с всички необходими документи преносното, съответно разпределителното предприятие извършва проучване на възможността за предоставяне на достъп на заявителя.

(2) Проучването обхваща наличието на условията по раздел II, липсата на пречки за предоставяне на достъп техническите параметри и възможните срокове за осъществяване на достъпа.

(3) В срок до един месец от получаване на заявлението за предоставяне или за промяна на предоставения достъп преносното, съответно разпределителното предприятие изготвя и изпраща на заявителя писмено становище за условията на достъп или мотивиран отказ.

Чл. 10. Становището относно възможността за предоставяне на достъп се издава за точно определен обект, посочен в заявлението по чл. 8, и включва следните задължителни параметри:

1. разрешен капацитет, в т.ч. максимален и минимален часов разход на природен газ;
2. профил на натоварването в годишен аспект;
3. точки на измерване на природния газ на вход и изход от преносната и/или разпределителните мрежи.

Чл. 11. Потребител или потенциален потребител на природен газ, разположен на територията на лицензиант за разпределение на природен газ, получил писмен отказ за предоставяне на достъп от страна на оператора на разпределителната мрежа, може да получи достъп до газопреносната мрежа при кумулативното наличие на:

1. становище за условията на достъп от преносното предприятие;
2. подписан договор за присъединяване към преносната мрежа чрез пряка връзка (присъединителен газопровод) с преносното предприятие;
3. предварителен договор за доставка на природен газ.

Чл. 12. Преносното, съответно разпределителното предприятие може да откаже достъп до газопреносната съответно до газоразпределителната мрежа:

1. при условията на чл. 172, ал. 2 и чл. 172а ЗЕ;
2. когато заявителят не отговаря на условията, посочени в раздел II, или не предостави необходимите документи съгласно тези правила.

Чл. 13. Изградената пряка връзка (присъединителен газопровод) на даден потребител към преносната мрежа не може да бъде ползвана за целите на достъпа от/до друг потребител или потенциален потребител на природен газ освен от съответното лицензирано газоразпределително предприятие, на чиято територия се намират тези потребители.

Чл. 14. При предоставен достъп преносът на природен газ се осъществява въз основа на писмени договори между лицата, получили достъп, и преносното, съответно разпределителното предприятие.

Раздел IV

Контрол

Чл. 15. Контролът по изпълнението на тези правила се осъществява от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране.

Чл. 16. (1) Комисията осъществява контрол по спазване условията и реда за предоставяне на достъп до газопреносната и газоразпределителните мрежи.

(2) При констатиране на нарушения по прилагането на тези правила комисията дава задължителни указания и налага административни наказания по реда на ЗЕ.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на тези правила:

1. “Достъп” е възмездно право на използване на преносната и/или разпределителните мрежи за пренос на природен газ при условия, определени с тези правила.

2. “Договорен капацитет” е капацитет, който операторът на съответната мрежа е разпределил към ползвател на мрежата по реда на договор за пренос.

3. “Дългосрочни услуги” са услугите, предлагани от оператора на съответната мрежа за срок една година и повече.

4. “Заявка” е предварително уведомяване на оператора на съответната мрежа от страна на ползвателя на мрежата за реалния поток, който той иска да бъде пренесен по тази мрежа.

5. “Интегритет на системата” е всяка ситуация при преносната система, включително съоръженията за пренос, в които налягането и качеството на природния газ остават в минималните и максималните граници, определени от системния оператор по преноса, така че от техническа гледна точка преносът на природен газ да е гарантиран.

6. “Капацитет” е максималният поток в нормални кубически метри или в енергийни единици за единица време, на който ползвателят на мрежата има право съгласно клаузите на договора, сключен със съответния оператор.

7. “Краткосрочни услуги” са услугите, предлагани от оператора на съответната мрежа за срок, по-малък от една година.

8. “Наличен капацитет” е онази част от техническия капацитет, която не е разпределена и към момента все още е налична в съответната мрежа.

9. “Неизползван капацитет” е постоянният капацитет, който е заявил ползвател на мрежата по реда на договора, сключен със съответния оператор, но който този ползвател не е използвал до края на срока, посочен в договора.

10. “Междусистемна връзка” е преносният газопровод, който пресича или се разпростира върху границата между две страни – членки на Европейския съюз, с цел да свърже националните преносни системи на тези страни.

11. “Ползвател на мрежата” е потребителят или потенциалният потребител на оператора на съответната мрежа, а така също и съответните оператори, доколкото на тях им се налага да изпълняват функциите си във връзка с преноса на природен газ.

12. “Постоянен капацитет” е капацитетът за пренос, гарантиран с договор от съответния оператор по пренос като непрекъсваем.

13. “Постоянни услуги” са услугите, предлагани от оператора във връзка с постоянния капацитет на съответната мрежа.

14. “Пренос” е транспортирането на природен газ по съответните мрежи.

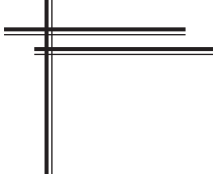
15. “Прекъсваеми услуги” са услугите, предлагани от оператора на съответната мрежа във връзка с прекъсваемите капацитети.

16. “Технически капацитет” е максималният постоянен капацитет, който съответният оператор може да предложи на ползвателите на мрежата, имайки предвид интегритета на системата и експлоатационните изисквания към мрежата.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Преносното предприятие е длъжно да осигурява достъп до преносната мрежа на нови небитови потребители за територията на общини, за които няма издадена лицензия за разпределение на природен газ, а от 1 юли 2007 г. – на всички потребители.

§ 3. Тези правила са изготвени на основание чл. 172, ал. 1 от Закона за енергетиката и са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с Решение № П-2 от 14 май 2007 г.



ПРАВИЛА за търговия с природен газ

Обн., ДВ, бр. 45 от 8 юни 2007 г.

Глава първа ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. С тези правила се определят:

1. условията и редът за отчитане на количествата природен газ, обслужване на средствата за търговско измерване и поддържане на база данни и достъп до тях;
2. редът и начинът за администриране на сделките с природен газ;
3. правилата за търговия с природен газ при свободно договорени цени;
4. условията и редът за организиране балансирането на пазара на природен газ.

Чл. 2. Правилата за търговия са задължителни за страните по сделките с природен газ, посочени в чл. 175 и 176а ЗЕ.

Глава втора УСЛОВИЯ И РЕД ЗА ОБСЛУЖВАНЕ НА СРЕДСТВАТА ЗА ТЪРГОВСКО ИЗМЕРВАНЕ, ПОДДЪРЖАНЕ НА БАЗА ДАННИ И ДОСТЪП ДО ТЯХ

Чл. 3. Отчитането на количествата природен газ по договори, по които страна са добивни предприятия или оператори на газохранилища, се извършва на газоизмервателни станции, собственост на добивното предприятие и/или оператора на газохранилището.

Чл. 4. Количествата природен газ, пренесен по газопреносната мрежа, се отчитат на газоизмервателните или газорегулиращите станции, собственост на преносното предприятие, разположени на газопреносната мрежа.

Чл. 5. Количествата природен газ, пренесен по газоразпределителната мрежа, се отчитат на газоизмервателния уред при потребителя, собственост на газоразпределителното предприятие.

Чл. 6. (1) Обслужването на средствата за търговско измерване е задължение на следните лица:

1. на средствата за търговско измерване на газопреносната мрежа – на оператора на газопреносната мрежа;
2. на средствата за търговско измерване на газоразпределителната мрежа – на оператора на съответната газоразпределителна мрежа;
3. на средствата за търговско измерване на газопроводи на добивното предприятие – на съответното добивно предприятие;

4. на средствата за търговско измерване на съоръженията на хранилищата на природен газ – на съответния оператор на газохранилище.

(2) Лицата по ал. 1 са длъжни да поддържат в техническа изправност средствата за търговско измерване и контролните средства за измерване съгласно изискванията на Закона за измерванията.

Чл. 7. Добивните предприятия, операторите на газопреносната и газоразпределителните мрежи и операторите на газохранилища поддържат регистър на средствата за измерване на природния газ, монтирани на изхода на газопреносната или газоразпределителните мрежи и на изходите на съответните съоръжения на добивните предприятия и газохранилища.

Чл. 8. (1) В регистъра по чл. 7 се посочват:

1. техническите данни на средствата за търговско измерване;
2. друга информация, изисквана във връзка с управлението на мрежите.

(2) Лицата по чл. 7 са длъжни да поддържат регистъра в актуално състояние за посочените в предходната алинея данни.

Чл. 9. (1) Операторите на газопреносната и газоразпределителните мрежи при поискване от страните по сключен договор за природен газ са длъжни да предоставят данни от поддържаните от тях регистри.

(2) Формата и срокът за представяне на информация по искането по ал. 1 се определят от оператора на мрежата.

Г л а в а т р е т а АДМИНИСТРИРАНЕ НА СДЕЛКИТЕ С ПРИРОДЕН ГАЗ

Раздел I Договори при регулирани цени

Чл. 10. Администрирането на сделките с природен газ се извършва от оператора на газопреносната мрежа.

Чл. 11. (1) Лицата по чл. 175 ЗЕ в посочените от закона случаи сключват договори за пренос, разпределение, доставка и съхранение на природен газ при регулирани от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък “комисията”, цени.

(2) Задължителното минимално съдържание на договорите по ал. 1 е:

1. предмет на договора, права и задължения на страните по него;
2. периодът от време и условията за доставка или пренос на количества природен газ със съответните качествени показатели и параметри, в т.ч. точка на приемане, предаване и измерване на природния газ;
3. условия, ред и срокове за уведомяване при спиране или намаляване на газоподаването и възстановяването му, отговорности, мерки за безопасност и опазване на съоръженията, мерки за предотвратяване на загуби;

4. условия, ред и срокове при спиране или намаляване на газоподаването и възстановяването му в случаите на неизпълнение на задължения по договора;

5. условия, ред и срокове за уведомяване при извършване на планирани ремонти на газовите съоръжения;

6. начин и срокове за ликвидиране на аварии на съоръженията;

7. проверка на средствата за търговско измерване – срокове, предоставяне на информация, протоколи и др.;

8. ред, срокове и начини за заплащане на доставяните или пренесени количества природен газ и гаранция за плащане;

9. санкции при неизпълнение задължения на страните по договора.

(3) Когато страна по договорите по ал. 1 е общественият доставчик, условията за доставки следва да бъдат обвързани с договорите, по които общественият доставчик закупува природен газ.

(4) Когато страна по договорите по ал. 1 е обществен снабдител/краен снабдител, условията следва да бъдат обвързани с договорите, по които той закупува природен газ.

Чл. 12. Приложения към договорите са:

1. спецификациите за обемите природен газ със съответните параметри – годишни, месечни, седмични и дневни количества, минимални и максимални часови консумации, налягане и място на приемане и получаване на природния газ;

2. характеристиката на работещите съоръжения;

3. прогнозните годишни консумации за период най-малко 3 години;

4. при потребители с непрекъснат технологичен режим на работа – спецификация на обема на минималната технологична консумация и технологично време за спиране на инсталациите.

Чл. 13. (1) Операторът на съответната мрежа приема за изпълнение графика за доставка по приложенията към договорите.

(2) При въвеждането на ограничителен режим и в случай на ограничения при нарушаване на режима за газоснабдяване по чл. 72 и 73 ЗЕ операторът на съответната мрежа уведомява страните по графика за доставка.

(3) При отмяна на ограничението операторът на съответната мрежа възстановява доставките и може да предложи допълнителен график за доставка.

Раздел II

Договори при свободно договорени цени

Чл. 14. Добивните предприятия, търговците на природен газ и привилегированите потребители сключват договори за доставка на природен газ помежду си при свободно договорени цени.

Чл. 15. (1) Страните по чл. 14 уведомяват писмено оператора на газоп-

реносната и/или газоразпределителните мрежи за сключените от тях договори.

(2) Уведомлението по ал. 1 се извършва във форма, определена от оператора на съответната мрежа, и съдържа:

1. продавач, индивидуализиращи данни;
2. купувач, индивидуализиращи данни;
3. срок на договора, количество природен газ по графика за доставка в хил. куб. м, посочено по месеци, тримесечия и в годишен аспект, а също така и с минимален и максимален часов разход; в случай че договорът е за период, по-кратък от един месец, количествата следва да бъдат посочени по седмици и среднодневно;

4. качествени характеристики на природния газ;

5. пункт на приемане и предаване на газа.

(3) Сроковете за уведомяване на оператора за сключените договори са следните:

1. за договори със срок на действие една и повече години – не по-късно от 4 месеца преди започване на доставките по договора;

2. за договори с продължителност от 1 до 6 месеца – не по-късно от 3 месеца преди началото на доставките по договора;

3. за договори със срок на действие от 1 седмица до 1 месец – не по-късно от 15 дни преди започване на доставките по договора;

4. за договори със срок на действие до 1 седмица – не по-късно от 3 дни преди започване на доставките по договора.

(4) Операторът на съответната мрежа проверява писмените уведомления за доставка, приема ги за изпълнение и сключва договор за пренос или ги отхвърля, като писмено се аргументира в срок до два дни от подаване на уведомлението.

(5) Заявителите имат право да коригират уведомленията си в съответствие с указанията на оператора на мрежата в срок до три дни от получаването им. В случаите по ал. 3, т. 4 заявителите имат право да коригират уведомленията си до 24 часа от получаване на указанията, но не по-късно от 12 часа преди началото на доставката.

(6) Операторът на газопреносната мрежа поддържа регистър на приетите договори при свободно договорени цени.

(7) Лицата по чл. 14 изпращат до оператора по електронна поща, факс или друг начин, определен от оператора, заявление за регистрация в регистъра по ал. 6, публикувано в интернет от оператора, което съдържа следната информация:

1. седалище и адрес на управление на заявителя и адрес за кореспонденция;

2. телефон, факс, електронен адрес;

3. данъчна регистрация и регистрация по БУЛСТАТ.

(8) След регистрацията по ал. 7 лицата получават от оператора кодов

номер, който се отразява в регистъра по ал. 6.

Чл. 16. (1) Всяка от страните по договора има право да заяви пълно или частично оттегляне на график за доставка не по-късно от 24 часа преди оттеглянето, като посочи съответния му кодов номер.

(2) При оттегляне на графика за доставка по ал. 1 оттеглящата страна представя:

1. копие от договора за доставка в частта, отнасяща се до договорените за доставка количества природен газ;

2. мотиви за оттеглянето на графика за доставка.

(3) Когато оттеглянето на графика за доставка е по взаимно съгласие, страните нямат право на заместващ график за доставка.

(4) Операторът на газопреносната мрежа потвърждава оттеглянето на графика за доставка в срок до 12 часа преди оттеглянето, за което писмено уведомява страните по договора.

Раздел II

Договор за доставка на природен газ под условие

Чл. 17. (1) Страните по чл. 14 сключват годишен договор под условие за доставка на природен газ по регулирани цени с обществения доставчик или обществените снабдители/крайните снабдители.

(2) Когато привилегирован потребител има регистриран график за доставка по договор при свободно договорени цени, той няма право да получава природен газ от обществения доставчик или обществените снабдители/крайните снабдители за периода на регистрирания график освен по заместващ график за доставка.

(3) Заместващите графици са графици между страните по чл. 14 и обществения доставчик или обществените снабдители/крайните снабдители с количества природен газ, които са съгласно прекратените или оттеглените графици за доставка.

Чл. 18. Договорите по чл. 17 се изпълняват при:

1. нарушен график на доставка в случаите на прекъсване работата на пазара по чл. 72 и 73 ЗЕ;

2. регистриран заместващ график за доставка съгласно чл. 19 и 20.

Чл. 19. (1) В случаите по чл. 18, т. 1 графиците за доставка на засегнатата страна се прекратяват, същата не се балансира и продава/купува природен газ съгласно измерените количества по средствата за търговско измерване.

(2) Другата страна по прекратения график ползва правото си на заместващ график по чл. 17, ал. 3.

(3) Заместващият график за доставка по ал. 2 служебно се регистрира от оператора в срок 24 часа от постъпване на информация за съответното събитие.

(4) В известието за регистриране на заместващ график за доставка по ал. 3 се посочват:

1. страните по заместващия график за доставка;
2. началният и крайният период на сетълмент по заместващия график за доставка;
3. количествата за всеки период на сетълмент по заместващия график за доставка.

Чл. 20. В случаите по чл. 16 операторът регистрира заместващ график между обществения доставчик или обществените снабдители/крайните снабдители и изправната страна по оттегляния график за доставка.

Чл. 21. (1) Страните по чл. 14 имат право да купуват природен газ по заместващи графици за доставка за всеки период на сетълмент, но за период не повече от един месец.

(2) При всички случаи на заместващ график страните по сделките с обществения доставчик или обществения снабдител/крайния снабдител се балансират.

Г л а в а ч е т в ъ р т а БАЛАНСИРАНЕ НА ПАЗАРА НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Раздел I Общи положения

Чл. 22. Балансирането на пазара на природен газ се осъществява от оператора на газопреносната мрежа.

Чл. 23. Балансиране пазара на природен газ е компенсирането на разликата между доставените количества природен газ и количествата, предвидени в графиците за доставка на природен газ, когато е налице отклонение с повече от 5 %.

Чл. 24. (1) Страни по сделките с природен газ за балансиране са добивни предприятия, търговци на природен газ, общественият доставчик, обществени снабдители, крайни снабдители и привилегировани потребители.

(2) Преносното предприятие е страна по всички сделки с природен газ за балансиране на пазара и сключва чрез оператора на газопреносната мрежа сделки с природен газ за балансиране на пазара с лицата по ал. 1.

(3) Преносното предприятие не формира печалба от сделките по ал. 2.

(4) Страните по сделките с природен газ предоставят на оператора на газопреносната мрежа графиците за доставка, съответстващи на необходимите им реални количества природен газ и представляващи неразделна част от договорите, които сключват.

(5) Сумата от количествата природен газ по графиците за доставка по договорите следва да бъде равна на прогнозното общо потребление за даден

период.

(6) Търговският участник следва да сключи с оператора на преносната мрежа:

1. договор за балансиране;

2. договор за откриване и обслужване на специалната сметка на търговския участник.

(7) В срок 30 дни след изпълнение на изискванията по ал. 6 операторът вписва търговския участник в регистър на участниците на пазара за балансиране със статус “регистриран”.

(8) Операторът публикува в интернет списък на регистрираните търговски участници с информация за наименованието, идентификационния номер, датата на регистрация и статуса.

(9) Операторът служебно регистрира обществения доставчик, обществените снабдители/крайните снабдители на пазара на балансиране на природен газ.

(10) Операторът поддържа актуална информацията в регистъра по ал. 7.

Раздел II

Заявки и предложения за балансиране

Чл. 25. Заявките за балансиране и предложенията за балансиране декларират възможността на някое от лицата по чл. 24, ал. 1 да се отклони от договорения график за доставка срещу съответна цена, ако това бъде разпоредено от оператора на газопреносната мрежа.

Чл. 26. (1) Заявките за балансиране, подавани от лицата по чл. 24, ал. 1, са за намаляване доставките на природен газ.

(2) Активирането на заявки за намаляване на доставките от оператора на газопреносната мрежа има за цел да намали количествата природен газ от съответния доставчик спрямо първоначално договорените.

Чл. 27. (1) Предложенията за балансиране, подавани от лицата по чл. 24, ал. 1, са за увеличаване на доставките на природен газ.

(2) Активирането на предложенията за увеличаване на доставките от оператора на газопреносната мрежа има за цел да увеличи количествата природен газ от съответния доставчик спрямо първоначално договорените.

Чл. 28. Операторите на газохранилищата не подават предложения за балансиране и заявки за балансиране на пазара на природен газ, но участват в приоритетния списък на лицата по чл. 24, ал. 1.

Чл. 29. Операторът на газопреносната мрежа активира:

1. предложенията за балансиране, когато на пазара има недостиг на природен газ в резултат от по-високо от договореното за доставка потребление;

2. заявките за балансиране, когато на пазара има излишък на природен газ в резултат от по-ниско от договореното за доставка потребление.

Раздел III
**Приоритетен списък на лицата, сключващи сделки
с природен газ за балансиране**

Чл. 30. (1) Операторът на газопреносната мрежа изготвя приоритетен списък и активира източниците за балансиране на пазара на природен газ, отчитайки режима на работа на газопреносната мрежа.

(2) Приоритетният списък съдържа:

1. предложения и/или заявки за балансиране, подадени от лицата по чл. 24, ал. 1;
2. разполагаем обем природен газ за балансиране на пазара;
3. цени на природния газ за балансиране на пазара.

Чл. 31. (1) Подреждането на сделките, сключвани от лицата по чл. 24, ал. 1, при съставяне на приоритетен списък за компенсиране на недостига на природен газ се извършва по възходящ ред на цената му.

(2) Цените на природния газ за компенсиране по ал. 1 са свободно договорени и са в съответствие с условията по договорите за балансиране на пазара.

(3) В случаите на използван за компенсиране по ал. 1 от лицата по чл. 24, ал. 1 собствен природен газ за съхраняване в газохранилища се прилага посоченият в ал. 2 ред за образуване на цените на природния газ за балансиране.

Чл. 32. (1) Подреждането на сделките, сключвани от лицата по чл. 24, ал. 1, при съставяне на приоритетен списък за регулиране излишъка на природен газ се извършва по низходящ ред на цената на доставяния от тях природен газ.

(2) Цените на природния газ за регулиране по ал. 1 са свободно договорени и са в съответствие с условията по договорите за доставка на природен газ.

Чл. 33. При договорени еднакви цени приоритет при подреждането на сделките, сключвани от лицата по чл. 24, ал. 1 за балансиране на пазара, имат заявените или предложени по-големи количества природен газ.

Раздел IV
Физически данни

Чл. 34. Лицата по чл. 24, ал. 1, които подават предложения и заявки за балансиране на пазара, задължително предоставят на оператора на газопреносната мрежа следната информация:

1. максимална и/или минимална часова доставка на природен газ в куб. м на час;
2. време за достигане на максималната и/или минималната часова доставка на природен газ;

3. време в часове за изпълнение на инструкциите, подадени от оператора на газопреносната мрежа за промяна на количествата, от момента на тяхното получаване;

4. цена на предложението или заявката.

Чл. 35. (1) Информацията по чл. 34 лицата по чл. 24, ал. 1 подават в обобщена форма по образец, утвърден от оператора на газопреносната мрежа, заедно с представените от тях предложения и заявки за балансиране.

(2) Лицата по чл. 24, ал. 1 изпращат информацията по ал. 1 на оператора на газопреносната мрежа по електронна поща, факс или чрез други средства за комуникация, посочени от оператора.

Чл. 36. Информацията по чл. 35 лицата по чл. 24, ал. 1 заявяват за всеки период на сетълмент, за който подават предложения и/или заявки за балансиране.

Чл. 37. Предложенията и заявките се подават по начин, така че съдържащата се в тях информация да бъде известна на оператора на газопреносната мрежа за следващите 24 часа.

Чл. 38. Операторът на газопреносната мрежа използва всички договорени количества природен газ за доставка при определяне на количествата природен газ от активирани предложения и/или заявки за балансиране на пазара.

Чл. 39. Количествата природен газ се записват в регистрите за сетълмент на съответното лице по чл. 24, ал. 1 със знак “+”, когато същите постъпват от лицето по чл. 24, ал. 1 към газопреносната и/или газоразпределителните мрежи, и със знак “-”, когато посоката е от съответната мрежа към съответния потребител.

Чл. 40. (1) Договорените количества природен газ, посочени в седмичните графици за доставка, се записват в регистрите за сетълмент на съответното лице по чл. 24, ал. 1 със знак “-”, когато той е продавач по договора, и със знак “+”, когато е купувач.

(2) Измерените количества природен газ общо, в т.ч. по потребители, се записват в регистрите за сетълмент на съответното лице по чл. 24, ал. 1 със знак “-”, когато имат посока от газопреносната и/или газоразпределителната мрежа към съответния потребител, и със знак “+”, когато са с обратна посока.

Раздел V

Форма на представяне, регистриране и активиране на заявки за балансиране и предложения за балансиране

Чл. 41. (1) Лицата по чл. 24, ал. 1 подават заявки и/или предложения за балансиране на отклонението от договорения график за доставка общо, в т.ч. по отделни потребители, във форма, определена от оператора на газопреносната мрежа.

(2) Заявките за намаляване на доставките и за увеличаване на потребле-

нието съдържат отклонението от договорения график за доставка на природен газ, периода на сетълмент и цената на заявката.

(3) Предложенията за увеличаване на доставките и за намаляване на потреблението съдържат отклонението от договорения график за доставка на природен газ, периода на сетълмент и цената на предложението.

Чл. 42. (1) Сетълмент е система, която операторът на газопреносната мрежа прилага за индивидуално отчитане на отклоненията на реално потребените количества природен газ от договорените за определен период.

(2) Периодът на сетълмент за всички договори с природен газ при свободно договорни цени, както и тези с цел балансиране на пазара, е седмичен, с начало и край 8:00 ч. в понеделник.

(3) Продължителността на дадено предложение и/или заявка е равна на периода на сетълмент.

Чл. 43. Отклонението от договорения график за доставка на подадено предложение и/или заявка за балансиране общо, в т.ч. по отделни потребители, не трябва да е по-малко от 1000 куб. м.

Чл. 44. (1) Лице по чл. 24, ал. 1 може да подаде за всеки свой потребител или група от потребители по една заявка за балансиране и едно предложение за балансиране за един период на сетълмент.

(2) Цената на предложението и/или заявката за балансиране е в сила за целия период на сетълмент.

Чл. 45. (1) Лицата по чл. 24, ал. 1, подаващи предложения за балансиране и заявки за балансиране за съответен период на сетълмент, спазват следния график за обмен на информация:

1. до 17:00 ч. в понеделника, предхождащ началото на периода на сетълмент, представят на оператора на газопреносната мрежа обобщена форма с необходимата информация;

2. в срок 36 часа от получаването на всички предложения и заявки по т. 1 операторът на газопреносната мрежа проверява подадените форми и изпраща известие за неприемане на некоректните форми;

3. в срок до 12:00 ч. в четвъртък, предхождащ началото на периода на сетълмент, лицата по чл. 24, ал. 1 коригират некоректните форми;

4. до 15:00 ч. в петък, предхождащ началото на периода на сетълмент, операторът на газопреносната мрежа изпраща окончателно потвърждение и регистрира валидните предложения и заявки.

(2) Неизпращането на окончателно потвърждение за регистриране на предложения и заявки по ал. 1, т. 4 има силата на отхвърляне.

(3) Обмяната на информация се извършва само в работни дни, като в случай че денят, през който следва да бъдат подадени заявките и/или предложенията за балансиране по ал. 1, е почивен, информацията се изпраща последния работен ден, предшестваш почивния.

Чл. 46. (1) Регистрирането на предложения за балансиране и заявки за

балансиране има силата на сключване на договор под условие в полза на оператора на мрежата.

(2) Предложенията за балансиране и заявките за балансиране се регистрират с изпращане на потвърждение от страна на оператора на газопреносната мрежа.

(3) Цените и количествата на природния газ по влязъл в сила договор по ал. 1 се определят, както следва:

1. добивните предприятия, търговците на природен газ и привилегированите потребители продават на оператора на газопреносната мрежа доставеното количество природен газ за балансиране на цената на активираното му предложение за балансиране;

2. добивните предприятия, търговците на природен газ и привилегированите потребители купуват от оператора на газопреносната мрежа недоставеното количество природен газ за балансиране на цената на активираната му заявка за балансиране.

(4) Цената на природния газ за балансиране се определя от оператора на газопреносната мрежа за всеки период на сетълмент като средно претеглена стойност при отчитане на активираните по източници количества природен газ и съответните договорени цени.

(5) Регистрираните предложения за балансиране и заявки за балансиране не се оттеглят.

Чл. 47. (1) Активирането на заявка за балансиране или предложение за балансиране се извършва по електронна поща, факс или чрез други средства за комуникация, посочени от оператора на газопреносната мрежа.

(2) Операторът на газопреносната мрежа може да активира едновременно заявки за балансиране и предложения за балансиране с цел своевременно преодоляване на възникнал недостиг или излишък на природен газ в газопреносната мрежа и да променя доставката в рамките на тези заявки и предложения.

(3) Оперативното активиране на предложение за балансиране или заявка за балансиране и последвалите инструкции се документират от оператора на газопреносната мрежа.

Чл. 48. Операторът на газопреносната мрежа активира дадено предложение или заявка при отчитане на:

1. отклонението от договорения график на съответното лице по чл. 24, ал. 1 и конкретните условия в газопреносната мрежа;

2. реда на подреждане на предложенията или заявките в приоритетния списък на лицата по чл. 24, ал. 1.

Чл. 49. Когато лице по чл. 24, ал. 1 има активирано предложение и/или заявка за балансиране в края на периода на сетълмент и е представило предложение и/или заявка за балансиране за периода, следващ текущия, но не е получило инструкция от оператора на газопреносната мрежа за деактивиране на

предложението и/или заявката, се счита че операторът е активирал предложението и/или заявката за следващия период.

Чл. 50. Операторът на газопреносната мрежа може да разпореда активирането да започне толкова време преди началото на периода, че заявената и/или предложена промяна да бъде постигната преди началото на периода на сетълмент.

Г л а в а п е т а ФАКТУРИРАНЕ И ПЛАЩАНЕ. ГАРАНТИРАНЕ НА СДЕЛКИТЕ

Раздел I Общи положения

Чл. 51. Всички сделки по пренос и доставка на природен газ, с изключение на сделките между обществените снабдители/крайните снабдители и техните потребители, се отчитат в 8:00 ч. на първо число от месеца, следващ периода на доставка или пренос.

Чл. 52. Сделките с природен газ за балансиране се отчитат в 8:00 ч. на първо число от месеца, следващ периода на балансиране. Месечният отчет за балансиране съдържа обобщени данни от извлеченията за периоди на сетълмент, включени в месеца.

Чл. 53. Операторът на газопреносната мрежа изготвя извлечения за сетълмент за сделките с природен газ за балансиране.

Раздел II Извлечения за сетълмент

Чл. 54. (1) Операторът на газопреносната мрежа предоставя информация за всеки период на сетълмент.

(2) Формата на извлечението за сетълмент е еднаква за всички лица по чл. 24, ал. 1 и се определя от оператора на газопреносната мрежа.

Чл. 55. Извлеченията за сетълмент съдържат следната информация:

1. дата на изготвяне и изпращане на извлечението;
2. период на сетълмент, за който се отнася извлечението;
3. идентификационен номер/регистрационен код на лицето по чл. 24, ал. 1;
4. договорени количества природен газ, в хил. куб. м, за всеки период на сетълмент съгласно регистрираните графици за доставка по договорите;
5. разпоредено количество природен газ от приемане на предложения и заявки на лицето по чл. 24, ал. 1 от оператора на газопреносната мрежа по периоди на сетълмент;
6. количество природен газ, в хил. куб. м, от приети предложения и за-

явки по периоди на сепълмент;

7. цена на природния газ в лв./хил. куб. м за балансиране, по периоди на сепълмент;

8. сума в лв., дължима по извършени сделки за балансиране по периоди на сепълмент;

9. неизплатени задължения към оператора за минали периоди, в лв.;

10. размер на гаранционния депозит в лв. в специалната сметка към деня, за който извлечението се отнася.

Чл. 56. Операторът на газопреносната мрежа изпраща на лицата по чл. 24, ал. 1 извлечение за всеки период на сепълмент в срок 3 работни дни от приключване периода на сепълмент.

Чл. 57. Лицата по чл. 24, ал. 1 имат право да оспорят извлечението за периода на сепълмент в рамките на два работни дни от получаването му.

Чл. 58. В случаите по чл. 57 операторът на газопреносната мрежа проверява информацията, изпратена от лицата по чл. 24, ал. 1, в рамките на два работни дни, като:

1. приема оспорването и издава ново извлечение за сепълмент, което се изпраща и потвърждава в рамките на два работни дни от получаване на известието за оспорване;

2. не приема оспорването и информира оспорващата страна в рамките на два работни дни от получаване на известието за оспорване.

Чл. 59. (1) В случай, че спорът по чл. 57 не е разрешен към датата на издаване на фактурите, последните се издават на основание на оспорваното извлечение.

(2) Когато не бъде постигнато доброволно уреждане на спора, той се решава по реда на глава осма.

(3) След разрешаване на спора операторът на газопреносната мрежа издава ново извлечение за сепълмент за количествата природен газ за балансиране.

(4) При промяна на данъчната основа, за която е била издадена фактура, след разрешаване на спора се издава съответно дебитно или кредитно известие.

(5) Срокът за плащане на задълженията по издадените дебитни или кредитни известия е съгласно чл. 62.

Чл. 60. (1) При промяна на данните за сепълмент със задна дата, дължаща се на неточности при отчитане и обработка на информацията от средствата за търговско измерване и/или технически грешки, оспорваните количества се променят само след представяне на писмени доказателства, че средствата за измерване не отговарят на изискванията на Закона за измерванията или са повредени.

(2) В случай на споразумение за обемите по сделките операторът на газопреносната мрежа може да коригира само обобщената справка по сепълмента

към първа дата в 8:00 ч. на последващия отчета месец и не по-късно от 3 дни след нея.

(3) В случаите, когато промяната е извършена за период, за който вече е издадена фактура, страните по сделките с природен газ за балансиране издават кредитно или дебитно известие.

Раздел III Фактуриране

Чл. 61. (1) Фактури по сделките за природен газ за балансиране се издават от преносното предприятие и от лицата по чл. 24, ал. 1 за количеството балансиращ природен газ, който са продали за съответния отчетен период.

(2) Фактурите за сделките по ал. 1 се издават съгласно обобщените извлечения за периоди на сетълмент.

(3) Извлеченията за сетълмент са неразделна част от издаваните фактури.

Чл. 62. Срокът за плащане на задължения на лицата по чл. 24, ал. 1 към преносното предприятие (оператора) и на преносното предприятие (оператора) към лицата по чл. 24, ал. 1 е 10 дни, считано от деня на издаване на фактурите.

Раздел IV Гарантиране на сделките за балансиране

Чл. 63. Лицата по чл. 24, ал. 1 предоставят в полза на оператора на газопреносната мрежа гаранционно обезпечение за сделките, сключвани за балансиране.

Чл. 64. (1) Обезпечението по чл. 63 представлява гаранционен депозит в полза на оператора на газопреносната мрежа, съответстващ на стойността на количеството природен газ за доставка, внесен по специална сметка при банката, която обслужва откритата за целта сметка.

(2) Размерът на депозита и обслужващата банка се посочват от оператора на газопреносната мрежа.

(3) Стойността на гаранционния депозит се превежда по сметката на оператора на газопреносната мрежа в сроковете по чл. 62 преди началото на периода на доставка.

(4) От специалната сметка могат да бъдат извършвани плащания само в полза на оператора на газопреносната мрежа, по негово нареждане и при условията на тези правила, както и да бъдат удържани дължимите комисионни на банката.

(5) При условие, че титулярът не погаси свое задължение към оператора в срока, посочен в чл. 62, операторът на газопреносната мрежа получава правото след отправено писмено искане/нареждане до банката за незабавно инкасо с

указване на дължимата сума от лицето по чл. 24, ал. 1, включително и натрупаната лихва, да получи плащане в своя полза от специалната сметка.

Чл. 65. За откриването и обслужването на специалните сметки се сключва договор между банката, оператора на газопреносната мрежа и лицето по чл. 24, ал. 1.

Раздел V

Гарантиране на сделките за пренос на природен газ

Чл. 66. (1) Добивните предприятия, сключили договор за пренос по газопреносната мрежа, предоставят в полза на преносното предприятие обезпечение за заплащане на дължимите суми за пренос.

(2) За обезпечаване плащането на дължимите суми за пренос добивното предприятие при сключване на договора издава в полза на преносното предприятие запис на заповед без право на джиро и без протест. Издаденият запис на заповед е приложение и неразделна част от договора за пренос.

(3) Размерът на записа на заповед се определя от преносното предприятие, но не може да бъде по-малък от средномесечната стойност на заявления за пренос природен газ.

Чл. 67. (1) Размерът на записа на заповед или обезпечението подлежи на изменение при изменение на цената за пренос в срок 10 дни от обявяване на решението на комисията. В случай, че се издава нов запис на заповед за цялата сума, преносното предприятие връща на добивното предприятие първоначалния запис на заповед.

(2) Преносното предприятие има правото да предяви записа на заповед и да се удовлетвори от него след изтичане на 15 дни от настъпване на падежа по фактурата за пренос.

(3) След погасяване на задължението по записа на заповед се издава нов запис на заповед в рамките на 10 дни от удовлетворяване на преносното предприятие.

(4) При прекратяване на договора за пренос и в случай, че добивното предприятие няма дължими суми към преносното предприятие, същото връща записа на заповед при подписването на протокола за прекратяване на договора.

Г л а в а ш е с т а

КОМУНИКАЦИИ. ОБМЕН НА ИНФОРМАЦИЯ

Чл. 68. (1) Лицата по чл. 24, ал. 1 са длъжни да осигурят техническо оборудване и софтуер за обмен на данни с оператора на газопреносната мрежа, телефонна връзка, телекс и факс.

(2) Разходите по ал. 1 са за сметка на лицата по чл. 24, ал. 1.

(3) Данните и съобщенията във връзка с дейността на пазара трябва

да бъдат предавани на ръка или изпращани по поща, телекс, факс, електронна поща.

(4) Оборудването и софтуерът по ал. 1 се одобряват от оператора на газопрееносната мрежа.

(5) Операторът на газопрееносната мрежа отговаря за сигурността на информацията, свързана с дейността на пазара.

(6) Лицата по чл. 24, ал. 1 носят отговорност за опазване на паролите за права за достъп до информацията, предоставени им от оператора на газопрееносната мрежа.

Чл. 69. Операторът на газопрееносната мрежа информира лицата по чл. 24, ал. 1 за препоръчителни стандарти и определя задължителни средства за сигурност и защита на информацията.

Г л а в а с е д м а ДАННИ ЗА ПАЗАРА

Раздел I Регистри

Чл. 70. Операторът на газопрееносната мрежа изготвя, поддържа и периодически веднъж месечно публикува в интернет в страницата си обща и специализирана информация за дейността на балансирувания пазар и сделките при свободно договорени цени.

Чл. 71. Операторът на газопрееносната мрежа създава и поддържа електронни регистри и архив на:

1. лицата по чл. 24, ал. 1;
2. подадените, регистрираните, отхвърлените и оттеглените известия за регистриране на седмичните графици за доставка;
3. количествата природен газ по договори при свободно договорени цени;
4. данните за заявените максимални и минимални часови доставки за лицата по чл. 24, ал. 1;
5. подадените, отхвърлените и приетите предложения и заявки на балансиране;
6. разпорежданията на оператора на газопрееносната мрежа за приетите за изпълнение предложения и заявки;
7. разпорежданията за прекъсване на дейността на пазара при аварийни ситуации и в случаите по чл. 72 и 73 ЗЕ;
8. данните от измерването на предадения за пренос или доставения природен газ от лицата по чл. 24, ал. 1;
9. при писмено съгласие на лицата по чл. 24, ал. 1 – данни от извлечението за сетълмент;

10. при писмено съгласие на лицата по чл. 24, ал. 1 – данни за гаранционните депозити;

11. при писмено съгласие на лицата по чл. 24, ал. 1 – данни за движението на паричните потоци между оператора и лицата по чл. 24, ал. 1.

Раздел II

Информация за пазара

Чл. 72. Операторът на газопреносната мрежа предоставя общодостъпна информация за дейността на пазара, включваща:

1. актуален списък на лицата по чл. 24, ал. 1;
2. общото количество природен газ, търгувано при свободно договорени цени по периоди на сетълмент, месечно и годишно;
3. цени на природния газ за балансиране за минали периоди на сетълмент.

Г л а в а о с м а

КОНТРОЛ ЗА СПАЗВАНЕ НА ПРАВИЛАТА

Чл. 73. Контролът по спазването на тези правила се осъществява от комисията.

Чл. 74. Всички спорове, за които не е постигнато споразумение между лицата по чл. 24, ал. 1, възникнали във връзка с прилагане на тези правила, се отнасят за решаване от комисията по реда на ЗЕ.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 1. След приемането на тези правила страните по сделките с природен газ, посочени в чл. 175 ЗЕ, сключват нови договори за пренос, разпределение, доставка и съхранение на природен газ по регулирани цени в съответствие с чл. 11, ал. 2 и чл. 12.

§ 2. Тези правила са изготвени на основание чл. 173, ал. 1 от Закона за енергетиката и са приети от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с Решение № П-3 от 14 май 2007 г.



МЕТОДИКА

за отчитане изпълнението на целевите показатели за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на разпределителните предприятия и обществените снабдители/крайни снабдители

Протоколно решение на ДКЕВР № 110 от 29 май 2007 г., т. 2

I. Общи положения

1. С методиката се уреждат начинът за отчитане на изпълнението на целевите показатели за качество на електрическата енергия и качество на обслужването, и начинът за коригиране на необходимите приходи на енергийните предприятия за всеки ценови период от регулаторния период в зависимост от достигнатото ниво на изпълнение.

2. С методиката се определят:

2.1. показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването, които Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък “комисията”, използва за отчитане на качеството на електрическата енергия и услугите, предлагани от енергийните предприятия и за коригиране на необходимите приходи;

2.2. годишните целеви стойности на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването, които трябва да бъдат достигнати от енергийните предприятия;

2.3. механизмът за извършване на корекции в необходимите приходи съобразно постигнатото от дружествата изпълнение на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването;

2.4. изискванията за събиране, съхраняване и предоставяне на информация на комисията, свързана с изпълнение на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването от енергийните предприятия.

II. Показатели за качество на електрическата енергия и на обслужването

1. Разпределителни предприятия

Измерването на качеството на електрическата енергия и качеството на обслужването обхваща показатели за непрекъснатост на снабдяването, отклонение от напрежението и показатели за качество на услугите.

1.1. Показатели за непрекъснатост на снабдяването

1.1.1. **Индекс на средната продължителност на прекъсванията за системата** (ИСППС) (System Average Interruption Duration Index – SAIDI) – от-

чита средната продължителност на прекъсванията, която се пада на един потребител за период от една година (в минути за година).

Той се определя като отношение на сумарната продължителност на прекъсванията на засегнатите потребители към общия брой потребители в мрежата за периода.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m (t_1 n_1 + \dots + t_i n_i + \dots + t_m n_m)}{N}, \text{ min/бр.},$$

където:

n_i е броят абонатни номера, засегнати при i -то прекъсване;

t_i – времетраенето на i -то прекъсване;

N – общият брой присъединени потребители;

m – броят на прекъсванията.

При определяне на индекса на средната за системата продължителност на прекъсванията с по-голяма продължителност от 3 минути, комисията приема стойности на показателя за:

– планирани прекъсвания в минути за година, за които потребителите са предварително информирани от дружествата;

– непланирани прекъсвания, за които потребителите не са предварително уведомени.

Прекъсвания, предизвикани от трети страни и непреодолима сила (непредвидено или непредотвратимо събитие от извънреден характер), се изключват. На комисията се предоставя информация за всички прекъсвания с посочване на причината за всяко едно от тях.

1.1.2. Индекс на средния брой прекъсвания за системата (ИСБПС) (System Annual Interruption Frequency Index – SAIFI) – отчита средния брой прекъсвания на един потребител за период от една година.

Той се определя като отношение на общия брой прекъсвания на засегнатите потребители към общия брой на потребителите в мрежата за периода (година) по следната формула:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m (n_1 + \dots + n_i + \dots + n_m)}{N} \text{ бр./год},$$

където:

n_i е броят абонатни номера, засегнати при i -то прекъсване;

N – общият брой присъединени потребители;

m – броят на прекъсванията.

При определяне на индекса на средния за системата брой на прекъсванията с по-голяма продължителност от 3 минути, комисията приема стойности на показателя за:

- планирани прекъсвания за година, за които потребителите са предварително информирани от дружествата;
- непланирани прекъсвания, за които потребителите не са предварително уведомени.

Прекъсвания, предизвикани от трети страни и непреодолима сила (непредвидено или непредотвратимо събитие от извънреден характер), се изключват. На комисията се предоставя информация за всички прекъсвания с посочване на причината за всяко едно от тях.

1.2. Отклонение от напрежението

Отклонението на напрежението на мрежата или на част от нея е съгласно БДС EN 50160/1999 “Характеристики на напрежението на електрическата енергия, доставяна от обществените разпределителни електрически системи”.

Комисията указва срокове за превеждане на напрежението в регламентираните от БДС EN 50160/1999 граници. Тези срокове не могат да бъдат по-дълги от 12 (дванадесет) месеца.

Нормите на показателите за качество на електрическата енергия за електроразпределителните мрежи са приложими към присъединителните клеми на средството за търговско измерване (СТИ), които се явяват граница на собственост на електроразпределителното предприятие.

1.3. Показатели за качество на услугите

1.3.1. Време за получаване на отговор на писмена жалба, молба, оплакване от потребител.

1.3.2. Време за решаване на проблем, във връзка с който е постъпила жалба, молба, оплакване от потребител:

- време за проверка на средството за търговско измерване по искане на потребител;
- време, необходимо за подмяна на СТИ по искане на потребител;
- време за коригиране на грешка от отчитане на СТИ;
- време за проверка за отклонения в качеството на доставяната електрическа енергия по искане на потребител;
- време, необходимо за сключване на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител.

2. Обществени снабдители/крайни снабдители

Показатели за качество на обслужването:

- време за писмен отговор на жалба, молба, оплакване на потребител;
- време за коригиране на грешки при изготвяне на сметки за потребена електрическа енергия.

III. Определяне на целевите стойности на показателите за качество на електрическата енергия и на обслужването и периодите за тяхното достигане

1. При определянето на целевите стойности на показателите за качеството на електрическата енергия и качеството на обслужването комисията:

1.1. разглежда предложените от енергийните предприятия стойности на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването;

1.2. анализира статистическа информация на достигнатите нива във всяко енергийно предприятие;

1.3. извършва сравнителен анализ на практиките в държави – членки на ЕС, за постигнатите стойности на показателите в сродни енергийни дружества;

1.4. отчита възможностите за достигане на целевите стойности на показателите в резултат на реализиране на одобрените от комисията инвестиции за съответното енергийно предприятие.

2. За базисна година при определяне на стойностите на показателите за качество на електрическата енергия и на обслужването се приема 2006 г., а крайният срок за постигане на целевите стойности е 1 януари 2011 г.

Целеви стойности на показателите за качеството на електрическата енергия и качество на обслужването на:

1. Разпределителни предприятия

1.1. Показатели за непрекъснатост на снабдяването

1.1.1. Планирани показатели

Дружество	Показатели	31.12. 2006 г.	31.12. 2007 г.	31.12. 2008 г.	31.12. 2009 г.	31.12. 2010 г.
ЧЕЗ (ЕРД “Столично” АД, ЕРД “София област” АД, ЕРД “Плевен” АД)	SAIFI	4,29	3	2,12	1,47	1
	SAIDI	179	92	48	24	12,79
“Е.ОН България Мрежи” АД	SAIFI	9,94	5,54	3,16	1,78	1
	SAIDI	513	205	81	32	12,79
“ЕВН България Електроразпределение” АД	SAIFI	5,25	3,50	2,32	1,52	1
	SAIDI	600	228	88	34	12,79

ЕРП “Златни пясъци” АД	SAIFI	0,72	0,43	0,30	0,20	0,13
	SAIDI	130,37	73	41	23	12,79
“Слънчев бряг” АД						0,13
						12,79

1.1.2. Непланирани показатели

Дружество	Показатели	31.12. 2006 г.	31.12. 2007 г.	31.12. 2008 г.	31.12. 2009 г.	31.12. 2010 г.
ЧЕЗ (ЕРД “Столично” АД, ЕРД “София област” АД, ЕРД “Плевен” АД)	SAIFI	10,67	5,30	2,68	1,32	0,67
	SAIDI	242,33	150,00	97,00	61,00	38,43
“Е.ОН България Мрежи” АД	SAIFI	14,55	6,7	3,18	1,43	0,67
	SAIDI	496	259	138	74	38,43
“ЕВН България Електроразпределение” АД	SAIFI	14,9	6,8	3,19	1,44	0,67
	SAIDI	544	277	145	76	38,43
ЕРП “Златни пясъци” АД	SAIFI	2,93	2	1,4	0,98	0,67
	SAIDI	117,78	89	67	51	38,43
“Слънчев бряг” АД						0,67
						38,43

1.2. Отклонение на напрежението

При нормални работни условия, изключващи ситуации, породени от аварии или прекъсване на напрежението:

– 5 % от средните ефективни стойности на захранващото напрежение за 10 минути трябва да бъдат в обхвата на $U_n \pm 10$ % за всеки период от една седмица;

– всички средни ефективни стойности на захранващото напрежение за 10 минути трябва да бъдат в обхвата на $U_n +10/-15$, %.

1.3. Показатели за качество на услугите

Наименование на показателя	Измерител на показателя	31.12. 2006 г.	31.12. 2007 г.	31.12. 2008 г.	31.12. 2009 г.	31.12. 2010 г.
Време за получаване на обоснован отговор на жалба, молба, оплакване на писмено запитване от потребител	Среден брой дни за проверка с цел изготвяне на аргументиран писмен отговор	30 дни	30 дни	25 дни	22 дни	20 дни
Време за проверка на СТИ по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	10 дни	10 дни	9 дни	8 дни	7 дни
Време за подмяна на СТИ	Средно време за подмяна на СТИ	10 дни	10 дни	8 дни	7 дни	5 дни
Време за коригиране на грешка от отчитане на СТИ	Средно време за извършване на проверката	7 дни	7 дни	6 дни	6 дни	5 дни
Време за проверка за отклонение в качеството на доставяната ел. енергия по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	15 дни	15 дни	13 дни	12 дни	10 дни
Време, необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител	Средно време необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител	30 дни	30 дни	28 дни	27 дни	25 дни

2. Обществени снабдители/крайни снабдители

Наименование на показателя	Измерител на показателя	31.12. 2006 г.	31.12. 2007 г.	31.12. 2008 г.	31.12. 2009 г.	31.12. 2010 г.
Време за писмен отговор на жалба на потребител	Среден брой дни за аргументиран отговор на писмено запитване	30 дни	30 дни	25 дни	22 дни	20 дни
Време за коригиране на грешки при изготвяне на сметки за потребена електрическа енергия	Средно време за извършване на проверката и изпращане на писмен отговор	10 дни	10 дни	8 дни	6 дни	5 дни

IV. Механизъм за извършване на корекции в необходимите приходи съобразно постигнатото от дружествата изпълнение на показателите по качество на електрическата енергия и по качество на обслужването

1. Необходимите приходи на дружеството за всяка година от регулаторния период се намаляват при неизпълнение на целевите стойности на показателите за качество на електрическата енергия и обслужването през предходната година.

2. Ако стойността на действителното изпълнение е по-висока от целевата стойност, корекцията е по-малкото от следните:

- максималната негативна корекция МК или
- стойността на Y , изчислена по следната формула:

$$Y = K_Q \cdot \text{МК, лв.},$$

където:

Y е корекцията за изпълнение на показателите за качество на електрическата енергия и качеството на обслужването, лв.;

K_Q – обобщен коефициент за корекция за изпълнение на показателите за качество на електрическата енергия и качеството на обслужването.

3. Обобщеният коефициент за корекция за изпълнение се изчислява като сума от определените коефициенти за корекция със съответния индекс за тежест по следната формула:

$$K_Q = \sum_{k=1}^n \xi_i \cdot K_k,$$

където:

K_k е коефициент за корекция за изпълнение на приетите от комисията показатели за качество;

$\xi_i \leq 1$ – относителната значимост (тежест) на съответния показател.

4. Относителната значимост на съответния показател се определя с решение на комисията.

5. Изчисляването на коефициента за корекция за изпълнение за всеки един показател се определя по следната формула:

$$K_k = \frac{\text{ДП} - \text{Цел}}{\text{Цел}},$$

където:

K_k е коефициент за корекция за изпълнение на приетите от комисията показатели за качество;

ДП – постигнатата стойност на показателя за съответната година;

Цел – целевата стойност, която дружеството трябва да постигне през

съответната година.

6. Максималната негативна корекция се определя с решение на комисията като процент от приходите в лева за първия регулаторен период.

7. За следващите регулаторни периоди стойността на максималната негативна корекция се обвързва с очакваната възвръщаемост, която дружеството ще получи от направените инвестиции с цел подобряване на показателите.

V. Изисквания за събиране, съхраняване, предоставяне на информация на комисията и мониторинг

1. Всяко енергийно дружество събира цялата информация за показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужване в табличен вид по образец, одобрен от комисията – Приложение № 1 и Приложение № 2.

2. Всяко енергийно предприятие трябва да изработи вътрешна процедура за регистриране на данните, които се изискват във всеки образец и да въведе съответния софтуер.

3. Всяко енергийно предприятие е задължено да съхранява данните в срокове съгласно действащото законодателство.

4. Всяко енергийно предприятие събира данните в електронен вид и ги предоставя в срокове, определени от комисията.

5. Комисията има право чрез случаен подбор да извършва мониторинг на процеса по събиране, съхраняване и достоверност на предоставената информация.

Тази методика е изготвена от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране на основание чл. 8 и 9 от Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия.

Приложение № 1

Дружество:.....

1. Постигнати показатели за непрекъснатост на снабдяването за г.:

1.1. Планирани показатели

Показатели	Период 01.01. – 31.12.20.. г.
SAIFI	
SAIDI	

1.2. Непланирани показатели

Показатели	Период 01.01. – 31.12.20.. г.
SAIFI	
SAIDI	

2. Постигнати показатели за качество на услугите за г.:

Наименование на показателя	Измерител на показателя	Период 01.01. – 31.12.20.. г.
Време за получаване на обоснован отговор на жалба, молба, оплакване на писмено запитване от потребител	Среден брой дни за проверка с цел изготвяне на аргументиран писмен отговор	
Време за проверка на СТИ по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	
Време за подмяна на СТИ	Средно време за подмяна на СТИ	
Време за коригиране на грешка от отчитане на СТИ	Средно време за извършване на проверката	
Време за проверка за отклонение в качеството на доставяната ел. енергия по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	
Време, необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител	Средно време необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител	

Приложение № 2

Дружество:.....

1. Постигнати показатели за качество на услугите за г.:

Наименование на показателя	Измерител на показателя	Период 01.01. – 31.12.20.. г.
Време за писмен отговор на жалба на потребител	Среден брой дни за аргументиран отговор на писмено запитване	
Време за коригиране на грешки при изготвяне на сметки за потребена електрическа енергия	Средно време за извършване на проверката и изпращане на писмен отговор	

СЪДЪРЖАНИЕ НА ЧАСТ II

НАСОКИ ЗА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ

при отваряне на пазара на електрическа енергия от 1 юли 2007 г.
(Протоколно решение на ДКЕВР № 126 от 28 юни 2007, т. 1.2,
изм., Протоколно решение № 133 от 6 юли 2007 г.)

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ

на цените на електрическата енергия, считано от 1 юли 2007 г.
(Решение на ДКЕВР № Ц-066 от 28 юни 2007 г.
и Протоколно решение № 134 от 9 юли 2007 г., т. 1)

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ

**на пределни цени на топлинната енергия и определяне
на преференциални цени на електрическата енергия,
произведена по комбиниран начин, считано от 1 август 2007 г.**
(Решение на ДКЕВР № Ц-067 от 13 юли 2007 г.)

РЕШЕНИЕ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ

на цените на природния газ, считано от 1 юли 2007 г.
(Решение на ДКЕВР № Ц-065 от 25 юни 2007 г.)

РЕШЕНИЯ ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ

на цени на водоснабдителни и канализационни услуги

РЕШЕНИЕ ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ

**на преференциална цена за продажба на електрическа енергия,
произведена от централи чрез пряко изгаряне на биомаса,
считано от 1 юли 2007 г.**
(Решение на ДКЕВР № Ц-064 от 4 юни 2007 г.)

РЕШЕНИЕ ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ

**на разполагаемостта за производство на електрическа енергия,
в съответствие с която всеки производител е задължен да сключва
сделки с крайните снабдители и/или обществения доставчик
през втората половина на 2007 г.**
(Решение на ДКЕВР № ТЕ-013 от 28 юни 2007 г.)

РЕШЕНИЯ ЗА КЛАСИРАНЕ

след провеждане на конкурси за определяне на титуляри на лицензии
(Решения на ДКЕВР № ТПрГ-3 от 23 април 2007 г.
и № ТПрГ-6 от 9 юли 2007 г.)

**ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА
ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

БЮЛЕТИН

Брой 1, част I/2007, ISSN 1312-6709

1000 София, бул. “Княз Дондуков” № 8-10
тел. 988-87-30, факс 988-87-82
www.dker.bg, dker@dker.bg

Редакционен съвет

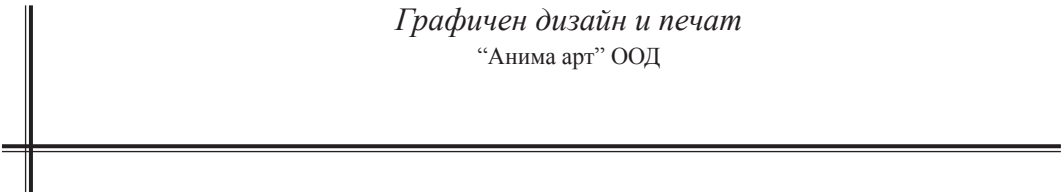
Проф. д-р инж. Константин Шушулов
Доц. д-р инж. Валентин Кирчев
Инж. Люцкан Далакчиев
Инж. Анелия Илиева
Яни Узунов

Редактор

Инж. Нина Симеонова

Графичен дизайн и печат

“Анима арт” ООД



ISSN 1312-6709

**ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ
ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО
РЕГУЛИРАНЕ**

1000 София
бул. "Княз Дондуков" № 8-10
тел.: 02/988-87-30
факс: 02/988-87-82
dker@dker.bg
www.dker.bg

**STATE ENERGY
AND WATER REGULATORY
COMMISSION**

1000 Sofia, Bulgaria
8-10, Dondukov Blvd.
tel.: +359 2/988-87-30
fax: +359 2/988-87-82
dker@dker.bg
www.dker.bg