

**Доклад в изпълнение на
чл. 4 от Директива 2009/72/ЕО от 13 юли 2009 г. относно общите правила на
вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО и
чл. 7 от Директива 2005/89 от 18 януари 2006 г. относно мерки за гарантиране
сигурността на доставките на електрическа енергия и
инфраструктурните инвестиции**

Юли 2016 г., София

Настоящият доклад се предоставя в изпълнение на чл. 4 от Директива 2009/72 от 13 юли 2009 г. относно общите правила на вътрешния пазар на електроенергия и чл. 7 от Директива на 2005/89 от 18 януари 2006 г. относно мерки за гарантиране сигурността на доставките на електрическа енергия и инфраструктурните инвестиции.

I. Възможности на електроенергийната система (ЕЕС) за снабдяване на текущите и бъдещите потребности от електрическа енергия, включително:

1. Гарантиране на електроенергийните доставки

Дейностите по оперативно управление на ЕЕС и планиране режимите на работа се осъществяват от оператора на електропреносната мрежа, в лицето на лицензианта „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД („ЕСО“).

„ЕСО“ оперативно управлява технологичната дейност на електропроизводствените и електроразпределителните дружества като регулира, резервира и пренася електроенергия, осигурявайки сигурно електроснабдяване и условия за реализиране на пазара на електроенергия. Дейностите на „ЕСО“ се разглеждат като два вида системни услуги. Едните операторът създава сам и ги предоставя на всички ползватели на електропреносната мрежа, а за вторите, чрез закупуване на разполагаемост, запазва и използва под формата на допълнителни услуги от доставчици, трансформира ги в системни услуги, след което ги предоставя на всички ползватели.

Всички планови или координационни дейности се основават на прогнозите на товарите и електропотреблението за съответните цели: инвестиционно планиране с прогнозен период над пет години, помесечно годишно планиране, подневно месечно планиране, подневно седмично планиране, почасово денонощно или вътрешно дневно препланиране.

„ЕСО“ планира средносрочното и дългосрочното развитие на производствената подсистема и на електропреносната мрежа.

Планирането на работата на ЕЕС включва най-общо:

- планираните годишни разполагаемости и годишните престои на производствените агрегати по критерий за максимална надеждност и равномерна месечна адекватност и изготвените въз основа на тях - програма за общата разполагаемост и окончателната ремонтна програма, договорени с производителите на електроенергия;
- планираният студен резерв, резервът за първично, вторично и за третично регулиране и неговото използване;
- определяне състава на агрегатите в ЕЕС за следващия ден/дни, на база търговските планове/графици на пазарните участници, съчетано с прогнозите за

производство от ВЕИ и почасовия товар, изготвяни от оператора на електропреносната мрежа, въз основа на които се определя състава на агрегатите в ЕЕС за следващия ден/дни;

- разполагаемата пропускателна способност (NTC) по междусистемните електропроводи, във връзка с обмена на електроенергия с останалите страни от зоната на ENTSO-E в MW, за всеки следващ месец и на годишна база..

За гарантиране на електроенергийните доставки, „ЕСО“ сключва договори/сделки с доставчиците на допълнителни услуги по технико-икономически критерии. Чрез поддържането и управлението на наличните резерви (включително и студен), операторът обезпечава сигурността на системата от техническа гледна точка, включително качеството на електрическата енергия (необходимите честота и напрежение), както и сигурността на електроснабдяването.

При изпълнение на основната си функция за управление на ЕЕС, „ЕСО“ осигурява допълнителната услуга студен резерв, необходима за гарантиране на баланса между производството и потреблението, съгласно заповед на министъра на икономиката и енергетиката, като сключва съответните договори с електрическите централи, чрез регулярно провеждани тръжни процедури. Размерът на студения резерв се определя съгласно Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), където е приложен традиционния икономически подход на равновесието на Nash, а именно за оптималният резерв, когато разходите за резервиране са равни на потенциалните загуби от недоставяне на електроенергия. Разполагаемият студен резерв при оперативното управление (в реално време) на ЕЕС обезпечава следните два случая:

- аварийно отпадане на работещи генераторни мощности;
- отклонение на реалните електрически товари над прогнозните със стойности, по-големи от наличния резерв за вторично регулиране. Основните причини за такова отклонение могат да бъдат неочаквани екстремни промени в климатичните условия, предизвикващи нарастване на битовото и промишленото потребление.

Размерът на допълнителната услуга "първично регулиране на честотата" се планира въз основа на задълженията, определени от подгрупата "System Frequency" при "System Operations Committee" на ENTSO-E и съгласно изискванията на ПУЕЕС. Първично регулиране се предоставя основно от блокове на термични електроцентрали, в които то се активира по диспечерско нареждане. Първичното регулиране на определените от ЕСО ВЕЦ е активирано постоянно при тяхната работа.

Размерът на допълнителната услуга "вторично регулиране на честотата и обменните мощности" се планира, съгласно изискванията на ПУЕЕС и „Policy 1“ на „Operation Handbook“ на ENTSO-E. Вторично регулиране се предоставя от блокове на термични

електроцентрали и хидроагрегати на водните централи, които са в режим на паралелна работа с ЕЕС и в които то е активирано по диспечерско нареждане.

Размерът на третичния резерв се определя от мощността на най-големия работещ агрегат и включва следните компоненти:

- частта от въртящия резерв на синхронните генератори, работещи в паралел с ЕЕС, която не е включена в резерва за първично и вторично регулиране;
- синхронните генератори, които могат да бъдат включени в паралел и натоварени в рамките на 15 минути;
- диапазон на промяна на електрически товар, която може да бъде осъществена след диспечерско разпореждане в рамките на 15 минути.

„ЕСО“ осъществява централизираното оперативното управление, контрола и координацията на режимите на работа на ЕЕС и синхронната работа с ЕЕС на страните от електроенергийното обединение на ENTSO-E и като член на обединението спазва всички изисквания и препоръки на ENTSO-E при работата в паралел. Управлението на ЕЕС в реално време превръща всички планиращи и координиращи дейности в реалност. Преди всичко то включва:

- регулиране на честотата и обменните мощности;
- регулиране на напрежението и реактивните мощности;
- оперативни превключвания за промяна конфигурацията на електрическата мрежа;
- координация на паралелната работа на ЕЕС на България с другите ЕЕС от електроенергийното обединение на ENTSO-E.
- противоаварийно управление на ЕЕС;
- възстановяване устойчивата паралелна работа на ЕЕС след системни аварии.

В края на всеки ден се извършва оперативен анализ и регистрация на режимните показатели на ЕЕС.

В рамките на ENTSO-E всяко тримесечие се изготвя доклад, в който се оценява работата на отделните контролни блокове по определени критерии - системна грешка за час (ACE) при нормална работа и смущения в системата, отклоненията на честотата и междусистемните обмени от зададения график.

По отношение изпълнението на Директива 2009/28/ЕО от 23 април 2009 година за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници, националните индикативни цели за дял на ВЕИ в крайното енергийно потребление (в частта електроенергия) са изпълнени още през 2012 година.

Въпреки предстоящите извеждания на генераторни мощности от експлоатация поради екологични причини, ЕЕС на страната остава с висока степен на адекватност (доказателство за това са докладите SAF - System Adequacy Forecast на ENTSO-E) и

достатъчна обезпеченост на необходимите допълнителни услуги, гарантиращи нейната надеждност и сигурност.

2. Оперативна сигурност на мрежите

„ЕСО“ осъществява управлението на електроенергийната система на България, съвместната паралелна работа с електроенергийните системи на другите страни от ENTSO-E, осигурява експлоатацията, поддръжката и развитието на преносната електрическа мрежа и администрира пазара на електрическа енергия. На 4 февруари 2014 г. „ЕСО“ ЕАД се отдели от „НЕК“ ЕАД, за изпълнение на изискванията на Директива 2009/72/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и националното законодателство.

Управлението на електроенергийната система се осъществява в съответствие с изискванията на „Правила за управление на ЕЕС“ и „Operation Handbook“ на ENTSO-E. Междусистемните обмени със съседните ЕЕС се осъществяват в рамките на предоставените преносни способности съгласно публикуваните Тръжни правила на отделните граници, подписани двустранни меморандуми със съседните системни оператории приети стандарти за сигурност в регионалната група „Континентална Европа“ на ENTSO-E.

Централно диспечерско управление (ЦДУ) осъществява централизирано оперативное управление, контрол и координиране на режимите на ЕЕС, съвместната паралелна работа с електроенергийните системи на другите страни от Континентална Европа и организира пазара на електрическа енергия и пазара на балансираща енергия като негов основен сегмент.. Координирано с ЦДУ, в страната работят четири териториални диспечерски управления (ТДУ), които управляват ЕЕС на своята територия.

Показателите за работата на електроенергийната система на България са едни от най-добрите в рамките на ENTSO-E. Тези резултати са постигнати от оперативния персонал, чрез използване на модерна управляваща инфраструктура, включваща диспечерски управляващи системи (SCADA/EMS) за реално време в ЦДУ и ТДУ, телекомуникации и телемеханика в централите и подстанциите, които образуват автоматизирана система за диспечерско управление (АСДУ). Оперативният персонал на ЦДУ и ТДУ използва модерна управляваща инфраструктура, включваща диспечерска управляваща система за реално време, телекомуникации и телемеханика в централите и подстанциите, които образуват автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ).

Чрез системи за автоматизирано управление на подстанции (САУП) и класически телемеханични системи в електроенергийните обекти непрекъснато се събира необходимата информация за диспечерското управление на ЕЕС.

В преносната мрежа на „ЕСО“ е изградена телекомуникационна мрежа, чиято основа е резервирана оптическа комуникационна мрежа. Така изградената интегрирана

телекомуникационна мрежа осигурява необходимата свързаност за пренос на глас, данни и образ за оперативни, технологични/производствени и административни нужди между звената от структурите на ЕСО, както и необходимата трансгранична свързаност между ЦДУ и диспечерските пунктове на енергийните системи на другите държави.

Допълнително през 2013 г. на територията на ENTSO-E е внедрена пан-европейска система за оперативно предупреждение при възникване на аварии (ENTSO-E Awareness System). Посредством тази система се наблюдава работата в реално време на всички системни оператори от синхронната зона „Континентална Европа“ на ENTSO-E.

Все по-дълбокото навлизане на информационните и управляващи системи в областта на оперативното управление на ЕЕС естествено водят към внедряването на технически средства за изграждане на „Интелигентна мрежа“. Във връзка с това „ЕСО“ непрекъснато модернизира информационно - управляващата си инфраструктура и внедрява високотехнологични и икономически ефективни методи за оперативное управление на електропреносната мрежа на Република България. Към момента за постигане на тези цели „ЕСО“ ЕАД работи по няколко проекта:

Изграждане на опорни пунктове, оборудвани със съвременни SCADA системи за наблюдение, контрол и управление на групи подстанции, част от електропреносната система на Република България. От тези опорни пунктове ще бъдат извършвани оперативни превключвания в обектите без постоянен дежурен персонал.

Модернизация на SCADA/EMS в ТДУ, което ще доведе до увеличаване на надеждността при повишаване на обема на информацията, събирана от тези системи и повишаване на сигурността при оперативното управление на ЕЕС по отношение на производители и потребители. Модернизацията ще доведе до повишаване на качеството на оперативното планиране и управлението на електроенергийната система на Република България в „реално време“ както от ТДУ, така и от ЦДУ.

SCADA на опорните пунктове за управление на групи подстанции, модернизираната SCADA/EMS за ТДУ ще бъдат част от модерната управляваща инфраструктура включваща диспечерски управляващи системи за реално време в ЦДУ и ТДУ, телекомуникации и телемеханика в централите и подстанциите, които в своята съвкупност са една автоматизирана система за диспечерско управление (АСДУ). Модернизирането на управлението на обекти чрез изграждане на Опорни пунктове ще доведе до повишаване гъвкавостта на оперативното управление и степента на наблюдаемост на ЕЕС. В дългосрочна перспектива модернизирането на управляващата инфраструктура ще доведе до повишаване на сигурността на оперативното управление, намаляването на вероятността за възникване на аварии и създаване на условия за бързо възстановяване след аварии.

Централизираното денонощно регулиране на напреженията в преносната електрическа мрежа се осъществява чрез „График по напрежение“. Поддържането на напреженията в преносната електрическа мрежа в допустимите граници гарантира сигурната и безопасна работа на ЕЕС, техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения, устойчивата работа на синхронните генератори и е условие за намаляване загубите при пренос и трансформация на електрическата енергия.

Основните задачи, които се изпълняват, са:

- управление на ЕЕС в реално време;
- поддържане на баланса между производство и потребление на електроенергия в страната и планираните обменни мощности с ЕЕС на съседните страни;
- централизирано денонощно регулиране на напреженията в преносната мрежа при минимални загуби на активна енергия при пренос и трансформация;
- планиране работата на ЕЕС, развитието на преносната мрежа и производствените мощности;
- оценка на сигурността и прогнозиране на ограниченията;
- настройки, проверки и анализ действието на релейните защиты и противоаварийните автоматики в обектите от системно значение;
- определяне изискванията към регулиращите и управляващите системи на производителите от системно значение и организиране на системни изпитания;
- създаване и изпълнение на защитен план и план за възстановяване;
- обмен на данни с другите системни оператори;
- администриране пазара на електроенергия и пазара на балансираща енергия като негов основен сегмент ;
- организиране на търгове за преносни способности;
- осигуряване на технически условия и реализация на плановете графици за пренос на договорени количества електроенергия между участниците на пазара;
- отчитане и съгласуване на реализираните обмени с електроенергия между българската ЕЕС и ЕЕС на съседни държави;
- определяне на техническите изисквания и условия за присъединяване на ползвателите на електропреносната мрежа;
- изготвяне на годишна ремонтна програма на мрежа 400kV и 220kV на ЕЕС на България;

- координиране ремонтната програма на междусистемните електропроводи с останалите оператори от югоизточна Европа;
- Предоставяне на информация за състоянието, работата на ЕЕС и пазара на електроенергия на всички заинтересовани страни и институции.

ЦДУ контролира работата на управляващите системи в електрическите централи от системно значение и системните автоматики в подстанциите на територията на България. Периодично се организират и провеждат системни изпитания за проверка на готовността на електрическите централи да предоставят спомагателни услуги и изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

Оценка за очакваното максимално натоварване на ЕЕС, тесните места в преносната електрическа мрежа при нормални и ремонтни схеми и възможностите за регулиране на напреженията в допустимите граници с наличните технически средства се осъществява чрез планиране на зимен максимален режим. Той се изготвя от ЦДУ на базата на перспективен модел, включващ прогнозния баланс на генериращите мощности и сметите товари от контролните дни. Въз основа на този режим се предлагат мероприятия за увеличаване преносната способност на електрическата мрежа и избягване на тесните места в нея.

Участието в регулирането на напреженията е задължение на всички производители на електрическа енергия, присъединени към преносната мрежа, в съответствие с изискванията на ПУЕЕС. Участието в противоаварийното управление на ЕЕС е задължение на всички ползватели на електрическата мрежа, в съответствие с изискванията на защитния план и плана за възстановяване на ЕЕС.

При присъединяване на потребители, производители и обекти на разпределителните предприятия към преносната електрическа мрежа, „ЕСО“ определя изискванията и начина за присъединяване. При изграждане на обекти със значителна мощност или при промени в конфигурацията на преносната електрическа мрежа, в ЦДУ се изследва потокоразпределението, статичната и динамичната устойчивост, граничните режими и изискванията към управляващите системи. Извършва се и техническо обезпечаване на инвестиционните проекти.

Съществена част от планирането режима на работа на преносната електрическа мрежа, е подготовката на "Годишна ремонтна програма на мрежа 400kV и 220kV на ЕЕС на България". Тя се изготвя на базата на постъпилите заявки от отделните мрежови експлоатационни райони (МЕР), заявките за ремонт на съоръженията в АЕЦ "Козлодуй", програмата за ремонт на генериращите мощности и инвестиционната програма на НЕК. Получената информация се обработва и проверява чрез съответните изчислителни модели за допустимост от гледна точка на критериите за сигурност.

Изградените междусистемни електропроводи създават необходимите технически условия за обмен на значителни количества електроенергия и участие на страната в регионалния и европейски пазар на електроенергия. ЦДУ определя разполагаемата пропускателна способност (NTC) по междусистемните електропроводи и контролира използването на закупените права за пренос.

Координирането ремонтната програма на междусистемните електропроводи от системните оператори от югоизточна Европа се осъществява от работна група "Annual Maintenance Schedule". Тази група изработва и съгласува ремонтната програма на междусистемните и някои основни вътрешни електропроводи за година-напред, в съответствие с "Policy 4" от "Operation Handbook" на ENTSO-E. Членове на работна група "Annual Maintenance Schedule" са представителите на системните оператори на България, Румъния, Сърбия, Черна гора, Македония, Албания, Гърция, Босна и Херцеговина, Косово, Хърватия, Унгария и Турция. Текущият координатор на групата се избира на ротационен принцип, като за 2015 г. беше системния оператор на Турция, за 2016 г. е системния оператор на Черна гора, а за 2017 г. ще е системния оператор на Македония.

От 01 септември 2013 г., се премина към съставяне на 24 прогнозни модела (forecast) на българската ЕЕС за следващ ден (вместо досегашните 6 модела), които се изпращат на сървъра на ETRANS в Laufenburg (Swissgrid - Switzerland). Увеличаване броя на прогнозните модели беше извършено от наличните специалисти в ЦДУ, чрез разработване на подпрограми на основния софтуер PSLF, изцяло със собствени сили, без допълнителни разходи за допълнителен софтуер и външни услуги.

За изпълнение на задачите за гарантиране на електроенергийните доставки и оперативната сигурност на мрежите, „ECO“ развива и експлоатира високотехнологична информационна среда. Тази среда е изградена на базата на специализирани информационни системи, които осигуряват ефективност на работата при управлението на ЕЕС, администрирането на пазара на електроенергия и интеграцията с Европейските структури на Системните оператори.

Основните принципи за развитието на информационната среда в „ECO“ са:

- Интеграция на различни информационни системи и консолидация на информация - търговска и технологична;
- Висока отказоустойчивост на системите;
- Сигурност и защита на информацията;
- Основните акценти в развитието на информационната среда в „ECO“ са:
- Информационни системи за планиране и управление на ЕЕС;
- Развитие на системите за пазара на електроенергия;
- Осигуряване на прозрачност в работата на Системния оператор;

- Развитие на информационната сигурност и защита на данните.

Съвместната работа с Европейските системни оператори и развитието на електроенергийния пазар изисква все по-интензивен обмен на информация за състоянието на електроенергийната система, преносните възможности на междусистемните електропроводи, пазарна информация, която да се предоставя на европейските платформи за прозрачност, съгласно изискванията на Европейското законодателство, и др. Решаването на тези задачи се постига чрез реализирането на следните проекти:

- Въвеждане в експлоатация на специализирани интерфейси към информационните системи на „ЕСО“ за ежедневно предаване на данни към новата информационна платформа в ENTSO-E за публикуване на пазарна информация (EMFIP);
- Изграждане в „ЕСО“ на собствена платформа за прозрачност на информацията. Това ще осигури равнопоставен и недискриминационен достъп до информация на всички участници на електроенергийния пазар;
- Реализация на проект за резервиране на комуникационната свързаност с информационните системи в ЦДУ;
- Осигуряване на висока степен на защита на информацията, чрез достъп до информационните системи в ЦДУ със смарт карти и цифрови сертификати.

За информационното осигуряване на оперативното управление на ЕЕС се работи по следните проекти:

- Въвеждане в експлоатация на Система за обмен и съгласуване на информацията между ЦДУ и ползвателите на мрежата в съответствие със стандартите на ENTSO-E. Това дава възможност координацията на работата по подаване и изпълнение на диспечерските заявки за ремонтни и други дейности по съоръжения, управлявани от „ЕСО“, да се извършва изцяло по електронен път;
- Развитие на системите за Оперативна диспечерска информация и контрол на аварийността на съоръжения в ЕЕС;
- Развитие на системите за администриране на пазара на електроенергия във всичките му продукти и сегменти - предоставяне на права за пренос по междусистемните електропроводи, регистриране на графици за обмен, балансиращ пазар, извършване на сетълмент, съгласно нормативната уредба. Това осигурява обмен на данни със съседните оператори по стандартите на ENTSO-E и бъдещо интегриране на националния пазар с други пазари;

- Развитие на системите за дистанционно отчитане на електромери с цел подобряване работата при контрола на диспечерските графици, графиците за обмен със съседните оператори и електроенергийния пазар;
- Развитие на системи за контрол на състоянието и сигурността на работа на ЕЕС;
- Изграждане на резервен център за съхранение и обработка на данни като част от проекта за „Модернизация и разширение на системите за оперативно управление и информационната среда на ЦДУ на „ЕСО“ ЕАД“. С въвеждането в експлоатация на резервния център ще се осигури надеждност и сигурност на системите, приложенията и информацията, свързани с управлението на ЕЕС и пазара на електроенергия. Ще бъде подоброено управлението на рисковете, свързани с прекъсване на основни процеси, зависещи от информационните технологии. Ще се постигне необходимото ниво на надеждност в съответствие с изискванията на ENTSO-E.

3. Прогнозен баланс между търсене и предлагане за следващия период от 5 години и предвиждания за състоянието на сигурността на снабдяването за периода от 5 до 15 години, считано от датата на изготвяне на доклада*

Година	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Брутна разполагаемост за производство, GWh	48 824	50 234	50 384	49 992	50 579	51 558	51 875
Брутно вътрешно потребление, GWh	39 380	40 130	40 810	41 400	41 920	42 340	42 680

За 2015 г. брутното производство на електрическа енергия е в размер на 49 082 млн. кВтч, а брутното вътрешно потребление в страната е 38 618 млн. кВтч. (Източник: Констативен гориво-енергиен баланс на МЕ за 2015 г.)II. Стратегически електроенергийни проекти за гарантиране сигурността и непрекъсваемостта на електроенергийните доставки - електропроводи 400kV, фигуриращи в 10-годишния план за развитие на ЕЕС на България и преминали успешно подбора за „проекти от общ европейски интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 от 17 април 2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура:

* Източник: Проект на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2016-2025 г., ЕСО ЕАД

- изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст "Пловдив" до п/ст "Марица изток";
- изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" до ОРУ 400kV на ТЕЦ "Марица изток 3";
- изграждане на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" (Гълъбово) до п/ст "Неа Санта" (Гърция);
- изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" (Гълъбово) до п/ст "Бургас";
- изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст "Бургас" до п/ст "Добруджа/Варна".