

Електроенергийни стопанства и пазари в България и в други страни от Европейския Съюз – Част II

Лекция представена в Докторантско училище при
Технически Университет – Варна
11.06.2014г.



Доц. д-р Димо Стоилов,
катедра Електроенергетика, ТУ-София

Съдържание:

1. Етапи на организационни, приватизационни и либерализационни промени в електростопанството на България
2. Организационно състояние на електроенергийното стопанство в България
3. Конфликт между нормативни, договорни и реални условия в ЕЕС на България
 - нереални задължения;
 - непригодни Правила за търговия.
4. Възможности за развитие на електростопанството и пазара в България - вредни и полезни предложения
5. Заключение
6. Литература

1. Етапи на промените в електростопанството на България - 1

Реорганизацията на електроенергийния сектор в България не започва след свалянето на Берлинската стена.

По време на социализма са известни около 28 организационни промени, след всяка от които отрасълът е бил управляван от различни министерства или стопански организации (обединения, асоциации, корпорации). Мотивите за тези промени не са еднакви, но в тях винаги присъства смяната на ръководителя. При повечето от тях ефикасността на управлението и размерът на приходите са били отчитани.

По време и след събарянето на Берлинската стена много задгранични „доброжелатели“ под формата на икономически или политически съветници или консултанти внушават на българите нихилистичната максима „колкото по-зле, толкова по-добре“. Подета от незрели или недобросъвестни политици, тази максима дестабилизира не само политическата система, но и икономическия потенциал. Преходът от социализъм към капитализъм е режисирано хаотичен и това довежда до разграбване, а не запазване или печеливша продажба на активите на държавните дружества, които обслужват всички поданици. Така набързо са разорени цели сектори от националната промишленост, селското стопанство и транспорта. До към 1995 – 1996 г. държавата успява да съхрани основните средства в електроенергетиката, но и там разграбването нахлува отначало чрез т.нар. приватизация на обособени части, а по-късно - чрез харизване на цели енергийни обекти.

1. Етапи на промените в електростопанството на България- 2

Реорганизации се извършват навсякъде по света с основна цел повишаване на икономическото благосъстояние на „режисьорите“. Например енергийните корпорации Elia, E.ON, EDF, Enel, Tennet и CEZ продават минимално количество свои дялове само ако за сметка на това закупуват нови собствениности върху други енергийни компании и дружества по цял свят, за да спечелят повече - както от финансовите сделки на капиталовите пазари, така и от приходи от националните енергийни пазари в различни страни.

За разлика от тях у нас след 1989 г. държавата като собственик на българските енергийни дружества постепенно загубва части от тази собственост и контрола върху капитала на електроенергетиката си. Това става и в други отрасли, поради което нацията систематично и тотално обеднява. Причините са както глобални, така и национални. Икономисти, политици и историци трябва добре да ги изяснят и обяснят, та дано бъдещите разпоредители на държавни пари успеят да изменят тенденцията от лоши към добри последствия.

Една от най-важните причини за дестабилизирането на електроенергетиката е неправилната и губеща приватизация:

Вместо ефикасна продажба на акции или дялове с цел закупуване на нови, по-печеливши дейности и забогатяване чрез получените средства, марионетни правителства раздробиха електроенергетиката и направиха така нареченото „оттегляне на държавата, защото била лош стопанин”. Отначало спомагателните стопанства, после изследователски, проектантски, строителни и ремонтни предприятия бяха раздадени не по тръжни процедури, а по „оценки на вещи лица” или по „специфични условия”, или на „стратегически инвеститори”; също и възгледобивни мини, както и Брикетната фабрика. Накрая през 1999 и 2000 г. започва подготовката за „продажба” на цели електростанции, а по-късно и на разпределителните предприятия. Постепенно са „продадени“ 41 бр. малки ВЕЦ, ТЕЦ към „Нефтохим“ АД (Бургас), ТЕЦ АД „Девня“, ТЕЦ „Свилоза“, ТЕЦ „Видахим“. Ликвидирането на „голямата химия“ доведе до затваряне и впоследствие разграбване на ТЕЦ „Плама“ (Плевен) и ТЕЦ „Химко“ (Враца), ТЕЦ при „Азотно-торови заводи“ край Стара Загора и други.

1. Етапи на промените в електростопанството на България - 4

Така продължава започналото през 1990 г. създаване на олигарси в електроенергетиката, за сметка на отслабване на държавата. Дотогавашните акционери, т.е. гражданите на страната, не бяха питани дали искат губещи сделки. Мнозина бяха принудени да тръгнат зад граница, където създават принадлеен продукт на други държави.

Втората по важност причина за загубите на държавата в енергетиката е неправилната реорганизация:

Едновременно с приватизацията у нас се провеждаше и така наречената хармонизация на българското законодателство с европейските директиви и регламенти в областта на електроенергията и газа. Вместо първоначално задължителното счетоводно отделяне на функциите производство, пренос (предаване), разпределение и търговия (снабдяване), с последващо задължително юридическо отделяне само на оператора на предавателната мрежа, у нас бе проведено юридическо разделяне на всички основни електростанции като самостоятелни (независими) производители, а единственият производител на върхова и регулираща и резервираща електроенергия (от водни електростанции), в противоречие на изискванията на директивата, бе оставен заедно с преноса (предаването) и търговията на електроенергия.

1. Етапи на промените в електростопанството на България - 5

Върхът на деструктивните промени беше разделянето и изваждането от Националната електрическа компания (НЕК ЕАД) на електроразпределителните дружества, които извършват едновременно и електроснабдяването. Това бе благозвучно назовавано „преструктуриране”. По-надолу му обръщам повече внимание, като се надявам на извличане на поуки.

През периода 1997-2000 г., макар и относително, най-последно бе стабилизирана държавата. Благодарение на предварителни споразумения на политиките с оформилата се олигархия и външните „благодетели“ бяха спрени хиперинфлацията, безработицата и хаосът. Отчиташе се реален икономически растеж - 3,5% през 1998 г., 2,5 % през 1999 г. и 4,2% през 2000 г. Принос за това имаше стабилизирането на енергийните дружества, успокояването на цените и намаляването на взаимната задлъжнялост. Не всички подобрения имаха устойчивост. Например в АЕЦ "Козлодуй" през периода 1997-2000 г. бяха реализирани значителни по размер заемни инвестиции (около 156 млн.щ.д.), в т.ч. за модернизация на блокове 5 и 6 и за повишаване безопасността на блокове № 3 и № 4 по Проект В-209М. Обаче в края на 2006 г. трети и четвърти блок бяха спрени от експлоатация и инвестициите, съответно заемите, станаха невъзстановими. Гарант за тях е НЕК ЕАД и милиони потребители на електроенергия възстановяват тези невъзстановими средства без да подозират за тяхното съществуване.

1. Етапи на промените в електростопанството на България - 6

През този период започва процес на нормативно подреждане и узаконяване на новите обществени отношения в страната. На 16 юли 1999 г. е въведен първият Закон за енергетиката и енергийната ефективност, на чиято основа е могло законно да се укрепва дестабилизираната Национална електрическа компания (НЕК) и да се проведе разумна и печеливша продажба на акции. Вместо това е разработена и приета от Министерския съвет програма за раздробяване на НЕК. След това със заповеди на председателя на комитета по енергетика са извадени от състава на НЕК определени капитали като начална стойност на дотогавашните клонове на НЕК и са създадени самостоятелни 100% държавни акционерни дружества АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД и ТЕЦ "Марица изток 2" ЕАД. Аналогично е постъпено с ТЕЦ "Русе изток", ТЕЦ "Марица изток 1", ТЕЦ „Варна“, ТЕЦ "Марица 3" (Димитровград) и ТЕЦ „Бобов дол“. В състава на НЕК ЕАД са оставени само язовирите, водните електростанции и предавателната мрежа.

1. Етапи на промените в електростопанството на България - 7

През 2000 г. се извършва и отделянето на ТЕЦ "Марица изток 3" от НЕК ЕАД в самостоятелно търговско дружество, което впоследствие образува смесено дружество с чуждестранно участие от страна на американската компания "Ентърджи". Като илюстрация на държавническо мислене може да бъде приведен един "силен аргумент" от тогавашната програма: *'Това е свързано с реализирането на една от най-важните цели на реформата - създаването на независими производители на електроенергия чрез привличането на стратегически външен инвеститор.'* Думите „печалба за държавата“ няма да намерите. За сметка на това едва след дванадесет години стават публично достояние загуби, които за благозвучност се наричат „невъзстановими средства в резултат от либерализацията“. Размерът им все още не е публично достъпен.

Също през 2000 г. са извадени от състава на НЕК всички електроразпределителни и електроснабдителни клонове и са учредени седем електроразпределителни дружества.

1. Етапи на промените в електростопанството на България - 8

През 2004 г. 67% от техния капитал е продаден за 1 386 милиона лева (693 милиона евро). CEZ получава 67% от капитала на бившите електроснабдителни предприятия в Западна България срещу 281.5 млн.евро. E.ON взема 67% от капитала на бившите електроснабдителни предприятия в Североизточна България за 140.7 млн.евро, а EVN взема 67% от капитала на бившите електроснабдителни предприятия в Югоизточна България за 271 млн.евро. Не е обществено известно какво е закупила държавата с тези средства и каква е печалбата от вложението им.

През юни 2012 г. E.ON продава своите активи в електроразпределителните мрежи на североизточна България на Енерго-Про България АД. Това дружество било в състава на ENERGO-PRO a.s., за което се казва, че е основано през 1994 г. в Svitavy, Чехия. Основната му дейност е производство на електроенергия от ВЕЦ. Започва да се занимава с разпределение и снабдяване на електроенергия в България.

Необяснимо защо, Българската държава не получава и не изисква дивиденди за своите 33% акционерна собственост от 2004 г. насам. Още по-неясно е защо държавата продаде и тези свои активи: в края на 2011 г. в Югоизточна България (EVN) за 93 млн. лв., през лятото на 2012 в Североизточна (Енерго-Про) за 68 млн. лв. и през ноември 2012 г. в Западна България (CEZ) за 115 млн. лева. Интересна би била информацията какво е закупила държавата с тези средства и каква е печалбата от вложението им.

През 2001 г. “ЕРП Златни пясъци” АД, частно дружество с предишно наименование “Златни пясъци-Сервиз” АД, получава лицензия за разпределение на електрическа енергия № Л-108-07/10.05.2001г., издадена от ДКЕР, която през 2004 г. е видоизменена.

На 4 април 2003 г. Министерският съвет приема **Национална програма за внедряване на Директива 2001/80/ЕС, касаеща големите горивни инсталации.** По-късно тя става приложение към Договора за присъединяване на България и Румъния към Европейския съюз, както и към Акта относно условията за присъединяване на Република България и Румъния и промените в Учредителните договори, ратифициран със закон, приет от 39-то НС на 11.05.2005 г. - ДВ, бр. 40 от 12.05.2005г. В тази програма са анализирани и планирани условията на работа на 31 топлостанции в България. Подробно са описани мерките, които трябва да се изпълнят, за да бъдат удовлетворени изискванията за допустими емисии.

1. Етапи на промените в електростопанството на България - 11

По онова време България е приела да изпълни незабавно тези изискванията към огромното мнозинство (27) от съществуващите у нас големи горивни инсталации, което означавало те да бъдат реконструирани или спрени от действие до края на 2008 г. За останалите четири (ТЕЦ "Варна", ТЕЦ "Бобов дол", ТЕЦ "Русе изток" и ТЕЦ "Лукойл") е прието изискванията на Директивата да се изпълняват с преходен период, което означава, че тяхното модернизиране ще става след 2008 г.

Мерките за постигане на нормите по Директивата са различни, но се свеждат главно до проучване, избор на технология и изграждане на сероочистващи инсталации, рехабилитация на горивни уредби и рационализиране на горивния процес за спазване на нормите за NOx, рехабилитация на електрофилтрите. Според плана за реализиране на тези мерки блок номер 1 в ТЕЦ "Варна" например, следваше да бъде рехабилитиран най-късно до края на 2009 г., блок номер 2 - до края на 2010 г., блок номер 3 – до края на 2011 г., блок номер 4 – до края на 2012 г., блок номер 5 - до края на 2013 г. и блок номер 6 – до края на 2014 г. Досега обаче не са планирани и провеждани модернизации и рехабилитации.

В края на 2010 г. ТЕЦ "Варна" е получила нова дерогация от Министерството на околната среда и водите, според която блокове 1-3 имат разрешение да работят само по 700 часа на година и след изработването на 10 500 часа, но не по-късно от 2015 г., ще бъдат изведени от експлоатация.

В резултат от неизпълнение на програмата и на приватизационния договор от страна на купувача на ТЕЦ "Варна", всяка година ще се спират последователно блокове до пълното спиране на централата в края на 2014 г. или не по-късно от 2015 г. Това ще предизвика влошаване на електроенергийния баланс на страната и е възможно да бъде причина за нови икономически кризи.

Като единствен положителен и устойчив елемент от процеса на реструктуриране може да се оцени изпълнението на програмата за включване на българската електроенергийна система към общоевропейската електроенергийна мрежа (UCTE). В рамките на програмата е изпълнен каталог от мерки за модернизация и реконструкция на възбудителните и управляващите системи и регулатори в големите ТЕЦ и АЕЦ “Козлодуй“, както и цялостна модернизация на ВЕЦ от каскада "Белмекен - Сестримо" и каскада "Батак-Пещера-Алеко". В резултат от успешните изпитания е утвърдена трайната синхронна работа на нашата система с останалите балкански страни. Това става предпоставка и за успешна ресинхронизация между двете европейски синхронни зони по границите на разрушените от войната в бивша Югославия системи, която се осъществява на 10 октомври 2004 г.

Предвид крещящата нужда на страната от държавна политика по енергоспестяване, през 1992 г. у нас е създадена Национална агенция по енергийна ефективност към Министерския съвет, но скоро след това е закрыта. Възстановена е през 1997 г. От 2002 г. нейното ниво е принизено и преобразувана в **Агенция по енергийна ефективност (АЕЕ)** тя е юридическо лице на бюджетна издръжка, със статут на изпълнителна агенция към Министъра на икономиката и енергетиката. През 2012 г. нейните задачи са допълнени с подпомагане развитието на възобновяемите източници и тя е преобразувана в Агенция за устойчиво енергийно развитие. Енергийната ефективност е предпоставка за икономическа ефективност на всяка една стопанска дейност. Различни оценки показват, че 60-75% от националния потенциал за енергоспестяване се пада на електроенергийния сектор. Усвояването на тази милиардна икономическа възможност е все още химера.

През 1999 г. е създаден държавен орган от типа на така наречените псевдо-независими национални правителствени институции (quasi-autonomous national government organisation) за регулиране на дейностите и цените в електроенергетиката, топлоенергетиката и газоснабдяването под наименованието **Държавна комисия за енергийно регулиране**. По-късно тя поема и функциите на регулатор на водните услуги и названието е изменено: **Държавна комисия за енергийно и водно регулиране - ДКЕВР**.

На 4 януари 2007 г. започва да функционира новоучреденото 100% дъщерно дружество на НЕК ЕАД - **Електроенергиен системен оператор ЕАД (ЕСО ЕАД)**. То има лицензия и задължения да управлява ЕЕС, но чрез възлагателен договор изпълнява и лицензията на НЕК за пренос на електроенергията.

На 18.09.2008 г. с Решение на Министъра на икономиката, енергетиката и туризма е създаден **Българският енергиен холдинг ЕАД (БЕХ ЕАД)** с предмет на дейност придобиване, управление, оценка и продажба на участия в търговски дружества, осъществяващи стопанска дейност в областите на производството, добива, преноса, транзита, съхранението, управлението, разпределението, продажбата и/или изкупуването на природен газ, въглища, електрическа и топлоенергия, както и други видове енергия и суровини. БЕХ ЕАД е акционерно дружество със 100% държавно участие. От своя страна БЕХ ЕАД е 100% собственик на капитала на: „Мини Марица-изток” ЕАД, ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД, АЕЦ „Козлодуй” ЕАД, НЕК ЕАД и дъщерното му дружество ЕСО ЕАД, „Булгаргаз” ЕАД, „Булгартрансгаз” ЕАД и „Булгартел” ЕАД.

2. Организационно състояние на електроенергийното стопанство в България - 1

Към средата на 2013 г. повече от 25 енергийни предприятия осъществяват **производство** чрез присъединени към електропредавателната мрежа електростанции, само три от които са държавни и са включени в състава на БЕХ ЕАД (ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД, АЕЦ „Козлодуй” ЕАД, НЕК ЕАД). **За съжаление, производствените графици дори на тези три предприятия не се управляват по държавен критерий за икономичност и това е трета голяма причина за загубите на държавата в електроенергийния сектор.**

НЕК ЕАД стопанисва големите и комплексни държавни язовири, както и държавните водни електростанции към тях.

НЕК е страна по сключени дългосрочни двустранни договори за изкупуване на електроенергия с:

- Continental Consolidated Commerce Limited (3-С Мавриций) и AES-3С Maritza East 1 OOD или впоследствие ТЕЦ „Марица изток Гълъбово“, понастоящем ТЕЦ "AES Гълъбово", с инсталирани два агрегата по 325 MW и

2. Организационно състояние на електроенергийното стопанство в България - 2

- Енергийната компания "Марица изток 3" АД (собственост на Entergy Power Development Corporation и НЕК ЕАД), впоследствие ТЕЦ "Контур глобъл Марица изток 3", с инсталирани четири агрегата по 227 MW.

НЕК ЕАД има лицензия за производство на електроенергия от водни електростанции и от ТЕЦ "Марица изток 3" (сега ТЕЦ "Контур глобъл Марица-изток 3").

НЕК ЕАД, в качеството си на Национално предавателно предприятие, е собственик на предавателната мрежа, която включва обществените електропроводи и подстанции на високо и свръхвисоко напрежение (110, 220 и 400 KV).

От 2001 г. НЕК има лицензия за пренос (предаване) на електроенергия през преносната (предавателната) мрежа, който е договорила да се изпълнява от ЕСО ЕАД. Функциите, отговорностите и взаимоотношенията при преноса на електроенергия са регламентирани в глава 9 Електроенергетика от ЗЕ и в съответните наредби и правилници, в договорите между НЕК и нейните клиенти, както и в договорите на ЕСО с ползвателите на електропредавателната мрежа.

НЕК ЕАД има също лицензия за захранване на потребителите, присъединени към електропредавателната мрежа, както и на трите разпределителни компании, които в ролята им на Обществени (*Крайни*) снабдители снабдяват останалите потребители на електроенергия.

НЕК ЕАД има лицензионно задължение на Обществен доставчик, което обаче не е дефинирано съгласно изискванията на Директива 2009/72/ЕО като задължение за доставяне на услуга от общ интерес (universal service) (на домакинствата и малките и средни предприятия), нито като задължение за доставка на уязвими потребители, нито като задължение за доставка при крайна нужда, но е дефинирано като задължение за посредничество при обезателното изкупуване на електроенергията от възобновяеми електростанции, от “високоэффективни” станции за топло- и електроенергия, както и от станциите с дългосрочен договор.

През 2007 г. НЕК ЕАД получава лицензия за търговия с електрическа енергия.

На 25 юни 2012 г. с решение № И1-Л-147 ДКЕВР допълва издадената на НЕК лицензия с права и задължения за дейността „координатор на специална балансираща група“.

На 1 юли 2013 г. ДКЕВР издава на НЕК лицензия за дейността „доставка на електрическа енергия от доставчик от последна инстанция“.

Електроенергийният системен оператор (ЕСО ЕАД) има лицензия за дейността „**управление на електроенергийна система**“ от 28.12.2006 г. Координирането, планирането, оперативното управление и надзорът на работата на електроенергийната система се осъществяват от Централното диспечерско управление (ЦДУ) към ЕСО, в това число четири териториални диспечерски управления, както и от диспечерските служби на всяко разпределително дружество. Експлоатацията и поддръжката на предавателната мрежа се осъществява от тринадесет мрежови района под ръководството на специализирана дирекция в ЕСО.

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от четири разпределителни дружества **ЕРП Златни пясъци, Енерго-Про България, EVN AG и CEZ a.s.** „Близнаци“ на тези дружества имат лицензия за Обществени снабдители, но неправилно се назовават Крайни снабдители. Самите снабдителни дружества или техни „братовчеди“ имат лицензия за търговия с електрическа енергия.

Отговорник за измервателните системи в електропредавателната мрежа е **НЕК ЕАД**, макар че според теорията това е дейност на системния оператор, а в електроразпределителните мрежи – съответното разпределително дружество.

Разпределението на електрическа енергия се осъществява от четири разпределителни дружества ЕРП Златни пясъци, Енерго-Про България, EVN AG и CEZ a.s. „Близнаци“ на тези дружества имат лицензия за Обществени снабдители, но неправилно се назовават Крайни снабдители. Самите снабдителни дружества или техни „братовчеди“ имат лицензия за търговия с електрическа енергия.

Отговорник за измервателните системи в електропредавателната мрежа е НЕК ЕАД, макар че според теорията това е дейност на системния оператор, а в електроразпределителните мрежи – съответното разпределително дружество.

3. Конфликт между нормативни, договорни и реални условия в ЕЕС на България - 1

Нереални задължения:

Броят на електростанциите с неотзивчиви към измененията на търсенето мощности, в това число поради принудително изкупуване на енергията, е нараснал до степен, която ограничава свободата на параметрите (комбинаториката), необходима за основните оптимизационни задачи (за избор на състава на агрегатите, за оптимално натоварване, за овладяване на минималните товари, за качествено регулиране на честотата и обменните мощности, за сигурност на мрежата).

Хронологически най-старата причина за това е наличието на огромни агрегати, които работят трайно с неизменни мощности. У нас това са двата „хилядника“: блок пети и блок шести в АЕЦ „Козлодуй“, всеки от които е конструиран да работи при номиналната си мощност от 1000 MW или, но при намалена ефективност на 700 MW, или в краен случай на 500 MW.

3. Конфликт между нормативни, договорни и реални условия - 2

По-нова причина е задължението на НЕК ЕАД за изкупуване на електроенергията от станции с дългосрочни договори при условие „вземи или плати“ (take or pay), което влиза в противоречие с конкуренцията при търгуването. Както бе описано, това са договорите с ТЕЦ "AES Гълъбово" и ТЕЦ "Марица изток 3".

Трета съществена причина с негативно икономическо и техническо отражение е задължителното изкупуване от (не)ефективните комбинирани електростанции в противоречие на изискванията от Анекс 3 на Директива 2004/8/ЕО.

Четвърта значима причина е непрестанното нарастване на присъединените към мрежата електростанции от възобновяеми източници. То представлява голямо предизвикателство, защото работните им мощности са изменчиви и пресекващи.

3. Конфликт между нормативни, договорни и реални условия - 3

Пета причина е допускането минималният праг за доставка по двустранен договор да е по-малък от минимално възможната работна мощност на кондензационните агрегати. С други думи производителят договаря една мощност, която е по-малка от техническия минимум на агрегата, агрегатът са включва, за да изпълни договора, но работи на техническия минимум. Горницата между договорената мощност и работния минимум се изкупува от Обществения доставчик. Обикновено това е агрегат, който има по-висока цена от прирастната. Така се оскъпява енергията на клиентите, купуващи електроенергия от НЕК ЕАД.

Изброените ограничаващи адекватността и сигурността на ЕЕС условия се проявяват, когато сумата от всички нерегулируеми мощности със задължително изкупуване надраства товарите на Обществения доставчик. Това е силно изразено през периоди на пълноводие или през време на сезонните минимални товари, а особено остро, когато двете състояния съвпаднат.

3. Конфликт между нормативни, договорни и реални условия - 4

Тези факти са били прогнозирани от системния оператор и са били известни на специалистите и ръководителите от НЕК, БЕХ, ДКЕВР и МИЕТ още преди 2011. Вместо държавата да предприеме адекватни мерки, тя допуска главоломно присъединяване на огромно количество пресекващи източници, съпроводено със заплащане на неустойки заради необезпечена от НЕК предавателна способност и увеличаване на преференциалните цени. Така броят на часовете, през които не могат да се изпълняват сключените договори, нараства непрестанно, без да има регламент за чия сметка е неизпълнението и по какъв механизъм ще се извършва уреждането на взаимните задължения.

Непригодни правила за търговия

Подробен анализ и доказателства за непригодността на действащите Правила за търговия с електрическа енергия към условията на ЕЕС на България може да се намери в източник [1]. Основен техен недостатък е, че се опитват да доразвият съществуващите пороци на пазарния модел от Закона за енергетиката. Те регламентират една невъзможна теза, че раздробените производствени и електроснабдителни дружества могат да компенсират неефективността от раздробяването чрез обратно обединяване в балансиращи групи и договаряне за поделение на общите небаланси на групата. За да се постига ефективност по Парето при такова обединяване, са необходими много сложни алгоритми, които на практика са нереализуеми.

4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 1

1. Допълване на сегашната двустранна търговия с една борса, на която производителите да продават количества електроенергия по допълнителна, втора квота, определена от ДКЕВР:

Предложението по същество [6] представлява едно ново раздробяване на основната производствена подсистема - разполагаемите мощности на АЕЦ "Козлодуй", ТЕЦ "Марица изток 2", ТЕЦ "Варна" и ТЕЦ "Бобов дол" да бъдат разделени не на две, а на три части: една за Обществения доставчик, една за двустранни сделки и една за борса, която по същество е също двустранно договаряне, но чрез борсов посредник, наречено „*организиран пазар*” (сякаш може да има „*неорганизиран пазар*”). Предлага се квотите на това разделяне да бъдат определяни от ДКЕВР, най-вероятно за всеки регулаторен период от шест месеца.

4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 2

На следващия слайд е представена таблица със сравнявани икономически резултати при моделиране на три варианта:

- класически търг между производителите (пулова организация на пазара);
- съществуващият в България псевдо пазар, изцяло основан на двустранни сделки;
- предлаганият за реализация вариант „България+“ (борсата с административно определени квоти от разполагаемост)

Оценявани са били само икономическите загуби, които се получават от нетръжно подреждане на предложенията на производителите, което се прави при двустранните сделки, разновидност на които е предлаганият вид борса.

4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 3

Таблица: Стойностни сравнения между пазарни варианти

Показател	Класически търг между производителите	Съществуващ псевдо-пазар „България”	Предлаган вариант „България+”
Стойност на националното електропотребление в лева	2 695 351 000	2 994 088 000	3 108 745 000
Цена на едро в страната (претеглена), лева/MWh	79.28	88.06	91.43
Разлика в лева/MWh	0	8.78	12.15
Стойност на износа в лева	683 003 000	637 800 000	595 700 000
Цена на износа (претеглена), лева/MWh	80.83	75.48	70.50
Разлика в лева/MWh	0	-5.35	-10.33

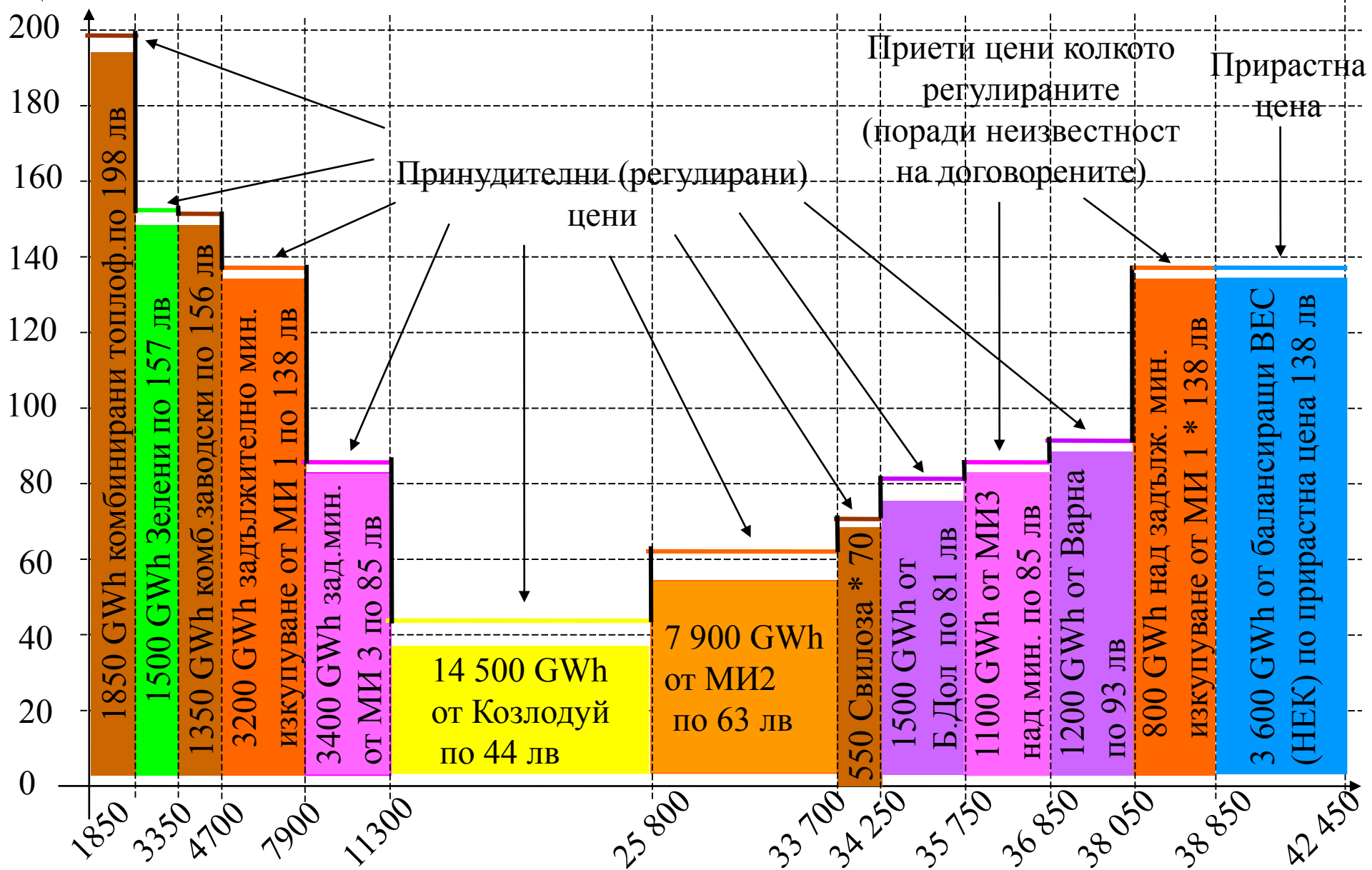
4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 4

Изводът е, че такова допълване на съществуващия псевдопазар с административно определено дялово участие в борса ще увеличи обществената загуба от 298 на 413 милиона лева/година, поради което цената на електроенергията на едро ще бъде с 12.15 лева/MWh по-висока спрямо възможната при класическия тръжен пазар, при едни и същи цени на производителите. Рязкото увеличаване на агрегатите, продаващи електроенергия по преференциални цени, ще увеличи размера на цитираните обществени загуби и на цената на електроенергията на едро спрямо приведените оценки.

Естествената подредба по заслуги на производствата от агрегатите в българската ЕЕС към 2012г., която е използвана в моделирането при получаване на цитираните оценки, е дадена на следващия слайд (подробности относно моделирането може да се намерят в [1]).

Тръжна подредба по заслуги на всички предложения от производители

Цена лв/MWh



4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 5

2. Предложение за национален пазарен модел, заимстващ елементи от няколко съществуващи модела и наименован „Национално електроенергийно тържище“ - НЕЕТ. Тържището е пазарен инструмент, който замества класическия инструментариум за икономично диспечирание, използван при вертикално интегрираните компании. Чрез него държавата ще постига максимално обществено благополучие за участниците. Освен това чрез него финансовата неизгода от скъпи възобновяеми или комбинирани агрегати, както и от станции с дългосрочни договори, ще се разпределя справедливо между всички ползватели на мрежата. По този начин парадоксите на електроенергийния пазар ще са част от оптимизационен процес, прилагащ тържен инструмент за всички времеви хоризонти и за всички производители, национални потребители и посредници, както за електроенергия, така и за всички производни продукти.

4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 6

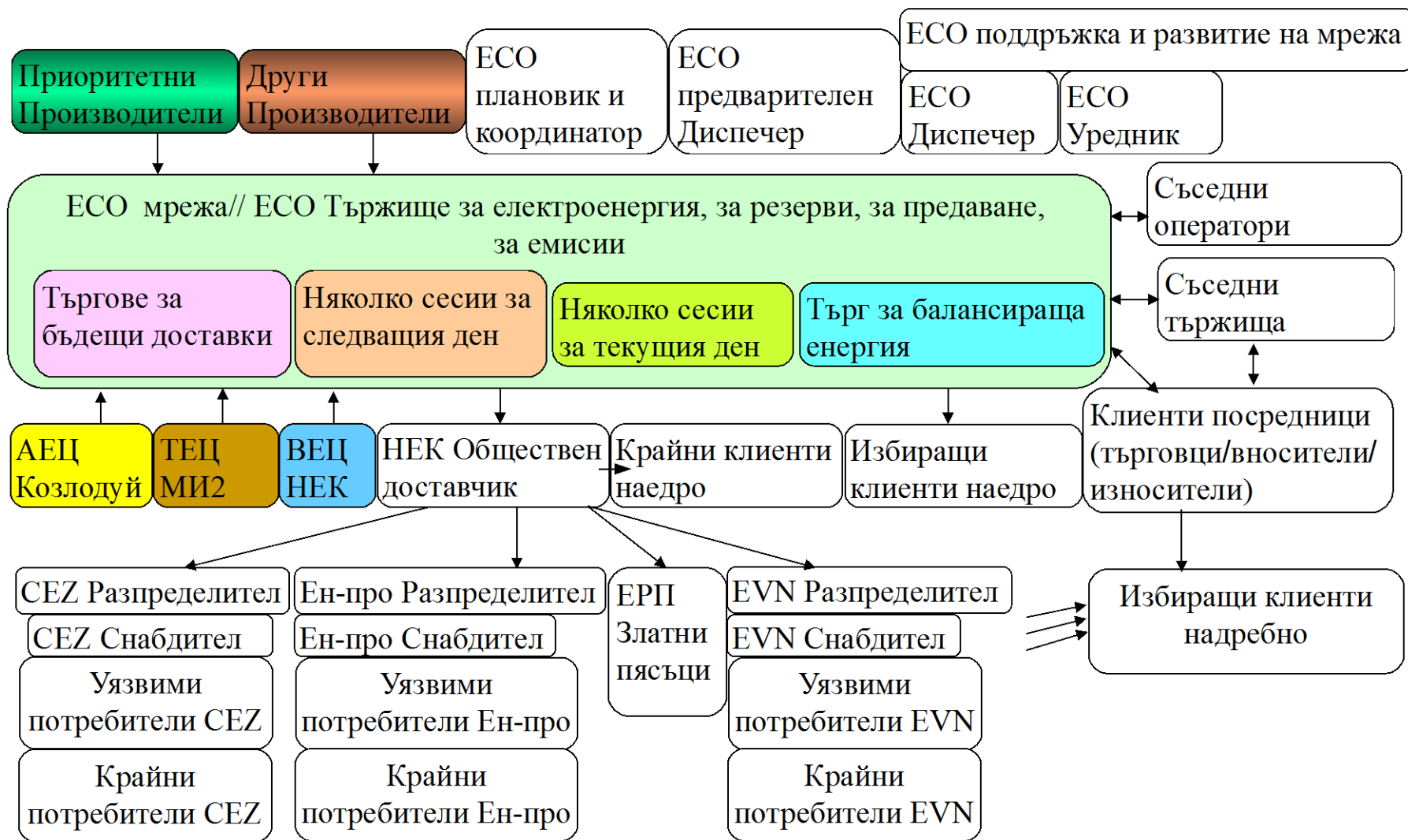
Пряката икономическа ефективност от създаването на НЕЕТ ще бъде около оценената в показаната сравнителна таблица - намаление на цената на едро на електроенергията в страната с около 8.78 лв./MWh.

Като място и средство за търговия тържището е електронна платформа, състояща се от модули за търгуване на отделни видове енергийни продукти през различни периоди - дългосрочни или краткосрочни.

Като правила и организация Тържището е аналог на електропредавателната мрежа. Който иска да вкара във или да изкара от мрежата електроенергия, трябва да е договорил с оператора на мрежата условията. Част от тези условия са цените и количествата, които се определят на тържището. Илюстрация за началния етап на този модел е показана на следващия слайд.

4. Развитие на елестростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 7

Фиг. 4.1. Блокова схема на тръжен пазарен модел и потоци на енергия между съществуващите дружества

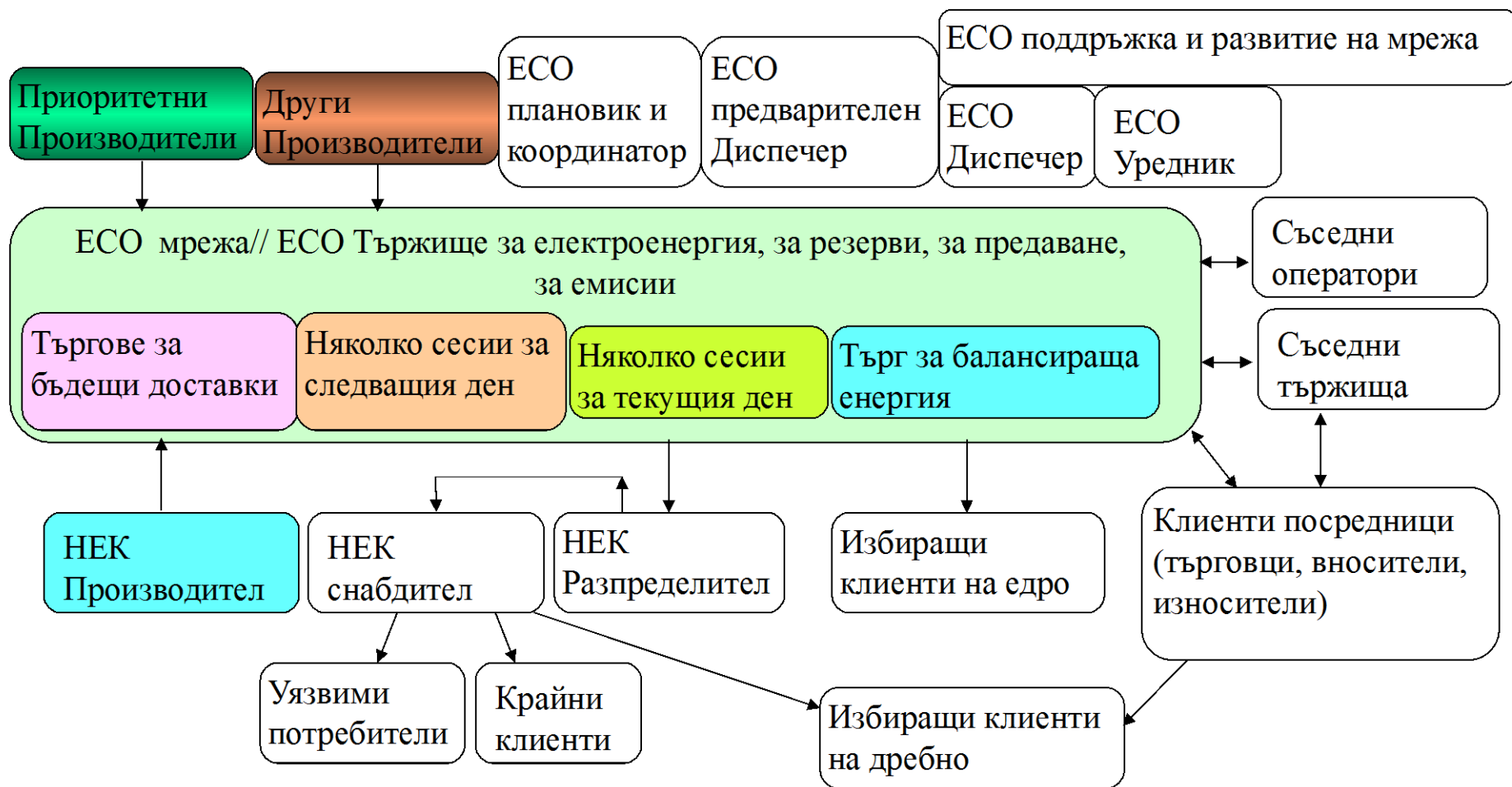


4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 8

Пазарният модел следва да се развива, започвайки от сегашното състояние, по предварително добре планирани фази към едно желано състояние, илюстрирано на следващия слайд. То може да се постигне след обективно време за провеждане на консолидацията на държавните дружества в условно наречена компания “НЕК-производител“. Аналогично време и дейности е необходимо да се предвидят за консолидиране на електроснабдителите и електроразпределителите. Естествено такова усилващо развитие трябва да продължи с обратно придобиване на ТЕЦ "Варна", изграждане на високоефективни комбинирани станции в София, възобновяеми станции и пр. Отделно направление следва да бъде задграничната експанзия на НЕК.

4. Развитие на елестростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 9

Фиг.4.2. Блокова схема на тръжен пазарен модел и потоци на електроенергията между консолидирани държавни дружества и други ползватели на предавателната мрежа



4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 10

Основни показатели на тържището

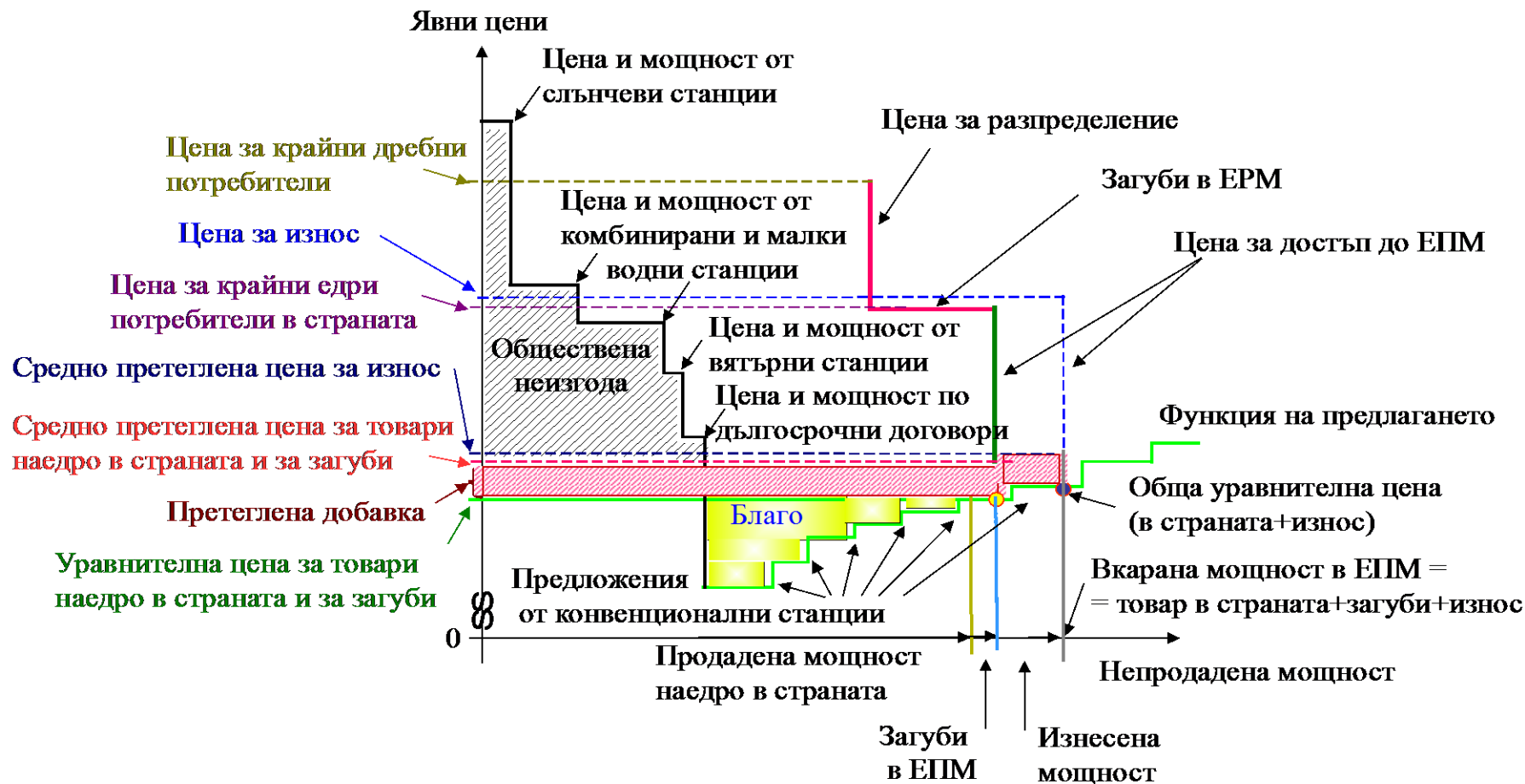
- Едновременен единичен пазарен интервал с потенциал за съкращаване;
- Уравняване на търсенето и предлагането при равнителна цена, формирана след задължителното участие на преференциалните агрегати и минималните мощности според условието „вземи или плати“;
- Заплащане на регулирана договорена инвестиционна съставка за производителите с дългосрочни договори и последващо тяхно участие на пазара наравно с останалите производители, където ще се класират и получават заплащане по предложена цена за електроенергия;

4. Развитие на електростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 11

- Изкупуване на едро по ежечасово определяна цена, средно претеглена измежду цените по предните точки, която може да е по-малка от уравниелната само ако обществената неизгода е по-малка от благополучието на производителите. Към нея се добавя една съставна цена (за достъп), която възстановява всички регулирани разходи за: системни услуги, спомагателни услуги, инфраструктура и загуби в предавателната мрежа, невъзстановими разходи, преференции, вънкашности (следващ слайд);
- Изкупуване на дребно по ежечасово определяната изкупна цена на едро по предната точка, плюс цените за разходи в разпределителната мрежа;
- Ежечасови графици за снабдяване (на изхода от тържището): НЕК Снабдител, Избиращи клиенти на едро, Клиенти посредници, Съседни тържища, Съседни оператори. Тези графици се балансират;
- Ежечасови графици за доставки (на входа на тържището): Приоритетни (задължителни) производители, НЕК Производител, Други Производители, Клиенти посредници, Съседни тържища, Съседни оператори. Тези графици се балансират.

4. Развитие на елестростопанството и пазара в България – вредни и полезни предложения – 12

Фиг. 4.3. Илюстрация на подредба по заслуги при продавачите (функция на предлагането), образуване на цената при купувачите наедро (от тържището) и на цената при купувачите надредно (от снабдителите)



*Уязвимите (социално слаби) потребители получават субсидия, която тук не се илюстрира.

5. Заключение – 1

- Историята на реорганизациите показва, че реструктурирането е един непрестанен и вечно развиващ се процес. Важното е от него да печели обществото (държавата), а не държавата да губи за сметка на групови обръчи или чужди интереси.
- Българските институции и енергийни дружества нямат необходимото и достатъчно количество и качество специалисти по електроенергийни пазари, в т.ч. по резервиране и балансиране, които да спорят помежду си, да спорят с останалите съседни и несъседни партньори, да участват в работни групи и изследователски колективи, да създават наука и да правят школи. Без кадри не може да има ефикасно проектиран, организиран и функциониращ пазар на електроенергия. Трябва да бъде преодолян двадесет и пет годишен нихилизъм към обучението и науката. МИЕТ, ДКЕВР, ЕСО, НЕК и БЕХ трябва да започнат екстензивна подготовка на кадри.

- Българските специалисти и политици трябва да знаят, че либерализацията е благоприятна възможност за Кралство Холандия, в лицето на TenneT Holding B.V., Кралство Швеция, в лицето на холдингова група Vattenfall, Кралство Белгия, в лицето на Elia, Германия, в лицето на E.ON, Франция, в лицето на EDF, Италия, в лицето на Enel и Чехия, в лицето на CEZ, да придобият собственоности върху много енергийни компании и дружества по цял свят и да печелят както от финасовите сделки на капиталовите пазари, така и от националните енергийни пазари в редица страни като Англия, Албания, България, Бразилия, Канада, Македония, Полша, Румъния, Русия, Словакия, Турция, Унгария, Украйна, Черна гора и т.н.

5. Заключение – 3

- Следва да се признае непригодността на балансиращите групи и самодиспечирането за България. Няма основания да се „проповядва“ и вярва, че раздробените производствени и електроснабдителни дружества могат да компенсират неефективността от раздробяването чрез изкуствено обединяване в балансиращи групи. Погрешно е на балансиращата група да се гледа като на сдружение, което наподобява вертикално интегрираните германски или австрийски корпорации и което ще прилага оптимално управление на агрегатите и разпределение на товарите в балансиращата група, все едно че имат групов диспечинг. Натоварването на българския „пазарен“ модел с нови усложнения ще продължи периода на източване на държавата, а крайните потребители ще продължат да плащат субсидии на външни и “избрани” вътрешни клиенти, както и комисиони на посредниците. За да се избегне такова пагубно развитие, трябва радикално да се смени сегашният „пазарен“ модел с модел на присъждане (централизирано тържище за всички видове енергийни продукти и за всички периоди за договаряне).

5. Заключение – 4

- Усилията на държавните институции и компании трябва да са насочени към поправяне на допуснатите грешки при досегашната реорганизация и приватизация на енергийния сектор, както следва:
 - Сливане на всички държавни енергийни дружества в една единна корпорация, която да се управлява по общи (национални) икономически интереси. Дали това да бъде Група НЕК или НЕК Корпорация или НЕК Холдинг или БЕХ, ще се избере след правен и икономически анализ. Важното е тази компания да интегрира производството, разпределението и търговията с електроенергия така, че да реализира синергиен ефект от обединяването на дъщерни дружества, които да се управляват по класически (корпоративни) оптимизационни критерии. Освен оптимално уреждане и функциониране на националния пазар тази компания трябва да започне изкупуване на акции, дялове или цели чужди енергийни дружества.

5. Заключение – 5

- Избор на национален пазарен модел, който да съчетава най-подходящите за България елементи от моделите на европейските страни и на водещи пазари в САЩ. След проектиране и активиране реорганизираният пазар да обърне доминантата от двустранни сделки между два производителя и 270-280 купувача в тържен инструмент за оптимално заангажиране на агрегатите на всички производствени дружества, съобразно регулираните цени и техническите характеристики, които производителите ще предлагат на тържището. То да бъде средище за търгуване на всички видове енергийни продукти през различни периоди - дългосрочни и краткосрочни. Тържището да е държавен инструмент, чрез който се гарантират възможно най-ниски цени за най-бедната европейска държава, а оскъпяването от скъпи възобновяеми или комбинирани агрегати, както и от станции с дългосрочни договори, да се разпределя справедливо между всички ползватели на националната електроенергийна система.

- Обръщане на досегашната политика за заемане на заробващи заеми от големите финансови институции.
- Заменяне на досегашната политика за инвестиране в обекти с отрицателна, нулева или ниска положителна възвращаемост с политика за бързи и сигурни печалби.

6. Литература

1. Стоилов, Д., Анализ на електроенергийния пазар в България, Издателство на ТУ-София, 2013, с. 100;
2. Стоилов, Д. Г., Балансиране и резервиране на електроенергийни системи, Технически университет-София, 2013, с. 115;
3. Стоилов, Д., Електроенергийни стопанства и пазари в Австрия, Германия, Италия, Полша, Румъния, Франция и Чехия, Издателство на ТУ-София, 2013, с. 111;
4. Стоилов, Д. Г., Янев, К. И., Режими на електроенергийни системи, Технически университет-София, 2011;
5. Цветанов, П., Стоилов, Г., Аджарова, Л., Маноилова, Т., Босев, Г., Електроенергетиката на България – развитие и обществена цена. *БАН*, декември 2009;
6. Михайлова, Е., Подготовка за работа в реално време на електроенергийна борса в България, МИЕТ, София, юни 2011;
7. Parta Dagupta, Economics: A Very Short Introduction, Oxford, 2007;
8. Kirschen D., Strbac G., Fundamentals of Power System Economics, John Wiley & Sons, 2004.

Благодаря за вниманието !

dstoilov@tu-sofia.bg