



# **ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР ЕАД**

1404 София, бул. „Гоце Делчев“ №105; тел. (02) 9696802; факс (02) 9626189; e-mail: [eso@eso.bg](mailto:eso@eso.bg)








## **Въвеждане на балансиращ пазар в България съгласно Европейското законодателство**





## ОСНОВНИ ВЪПРОСИ

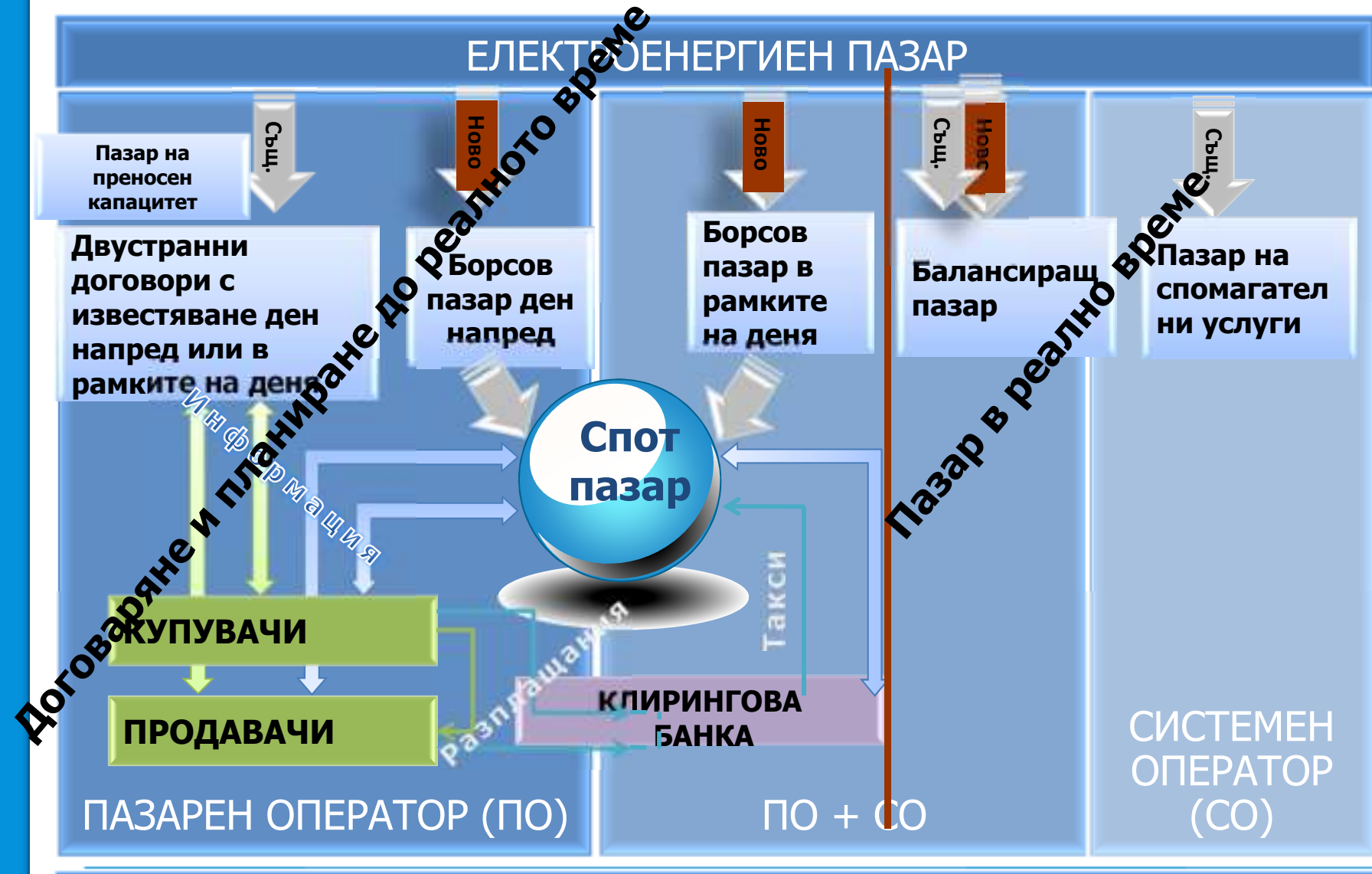
---

-  **Пазарен модел и взаимоотношения между страните. Нови пазарни сегменти.**
-  **Стъпки по въвеждане на балансиращ пазар и преходни етапи**
-  **Балансиращ пазар към м. април 2014**
-  **Готовност за въвеждане на почасов пазар и балансиране по всички сделки с електрическа енергия**
-  **Резултати от тестовата работа през 2014 г.**
-  **Какво още предстои преди реалния старт?**
-  **Регионален балансиращ пазар. Кога и защо?**



# Пазарен модел и взаимоотношения

Структура на пазара на електрическа енергия



# Пазарен модел и взаимоотношения

## Съществуващ пазарен модел

1. 35% от търгуваната енергия е с почасови графици и балансиране
2. 15 стандартни балансиращи групи и търговски участници, които се балансират самостоятелно
3. Пазарът към 08 април 2014 обхваща: 9 производители, 2894 потребители и 62 търговци на електрическа енергия, които подлежат на балансиране
4. Всички сделки извън пазара се реализират по измерени количества, и по тях няма балансиране – продажби на ДПИ, продажби за клиенти НН, продажби за загуби, ВЕИ, ТФЕЦ
5. Останалите производители (АЕЦ, регулиращи централи) се балансират само до валидирания график, който не е за цялата отдавана мощност. Количеството над графика за пазара се предоставя на ОД но не по график, а като разлика между производство и график
6. Производителите, които участват в регулирането на ЕЕС не продават цялата енергия по график, което е задължително условие за отделяне на енергията, която се реализира на пазара, от енергията, която участва в регулирането на ЕЕС

## Нов пазарен модел

1. 100 % от търгуваната енергия се реализира по почасови графици, агрегирани в рамките на балансиращите групи
2. Балансират се всички координатори и търговски участници, които са извън групите (ОД, КС, ВЕИ, ТФЕЦ, АЕЦ, регулиращи централи)
3. Производителите, които участват в регулирането на ЕЕС изпращат в допълнение към нетните графици и брутни графици за производство за всеки блок, съгласно сключените сделки на пазара
4. Блоковете, които участват в регулирането работят в деня „Д“ съгласно валидирания брутен график в деня „Д-1“
5. Централите, които участват в третично регулиране (на тях не се заплаща разполагаемост за допълнителни услуги), изпращат предложения и заявки за балансираща енергия, които се подреждат в приоритетен списък
6. В реално време, блоковете, които участват във вторично регулиране (АСДУ), ще продължат да работят и да бъдат управлявани както в момента, като при необходимост диспечерът ще активира източници на третично регулиране от приоритетния списък

# Пазарен модел и взаимоотношения

## Съществуващ пазарен модел

8. Поради това, че не всички сделки са обхванати с почасови графици, към момента ЕСО не е в състояние да определи реално разходите за балансиране на ЕЕС за всеки час
9. Цената на балансиращата енергия се определя по методика, регламентирана в ПТЕЕ (2009)
10. Балансиращият пазар не работи на пазарен принцип и е напълно регулиран

## Нов пазарен модел

7. ВЕЦ и ПАВЕЦ на НЕК ще участват в балансиращия пазар като източници на енергия от вторично регулиране, за цялата група ВЕЦ и група ПАВЕЦ, като отклонението от регистрирания график е предоставената регулираща енергия.
8. След реалното време, ЕСО ще определя за всеки час енергията, участвала в регулирането на ЕЕС, енергията за регулиране нагоре и регулиране надолу, направените разходи, и ще ги прехвърля в цените на балансиращата енергия
9. ЕСО ще изготвя отделен сетълмент за координаторите на балансиращи групи и отделен сетълмент за доставчиците на балансираща енергия
10. Регламентират се условията за участие в пазара на производителите с преференциални цени
11. Регламентират се условията за търговия на борсов принцип



## Електроенергийна система

Index	Година, GWh									
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
PP gross generation fed into transmission grid	41 539	44 259	45 710	43 093	44 831	42 573	46 260	50 700	47 195	43 650
PP consumption and auxiliary services	6 146	6 233	5 980	6 067	5 890	5 307	4 689	6 587	6 658	6 938
Net generation fed into the transmission grid	35 393	38 026	39 730	37 026	38 941	37 266	41 571	44 113	40 537	36 712
Physical Import	741	799	1 139	3 058	3 097	2 662	1 168	1 450	2 353	3 350
Net generation fed into transmission grid + import	36 134	38 826	40 869	40 084	42 038	39 928	42 739	45 563	42 890	40 061
Transmission and transportation losses	742	844	881	872	905	847	895	951	916	907
Gross consumption from transmission grid	35 392	37 982	39 988	39 212	41 133	39 081	41 844	44 612	41 974	37 424
PSPP consumption	289	549	471	590	718	927	988	1 199	1 103	1 053
Physical Export	6 620	8 380	8 391	7 538	8 441	7 731	9 613	12 111	10 660	9 531
Net Consumption from transmission grid	28 483	29 053	31 126	31 084	31 974	30 423	31 243	31 302	30 211	28 527



# Стъпки по въвеждане на балансиращ пазар и преходни етапи

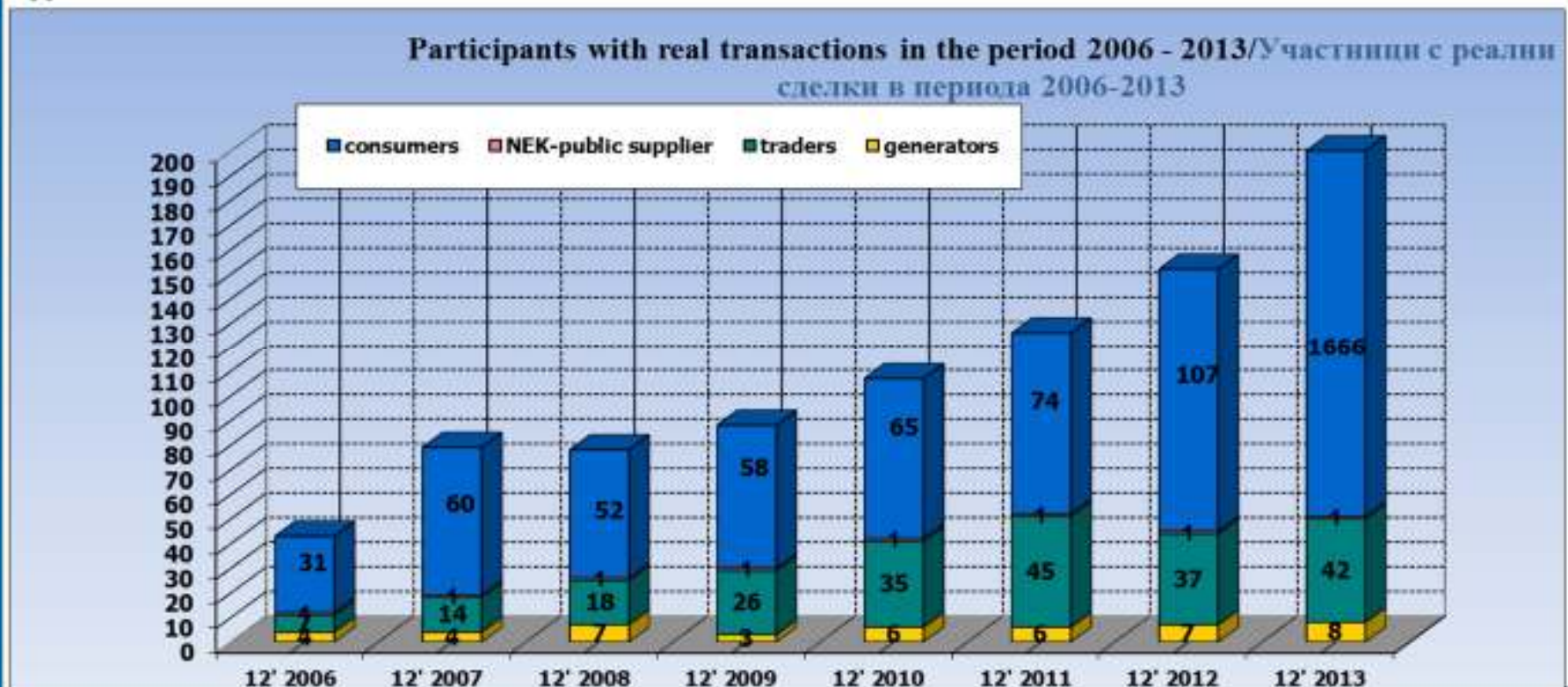
## Развитие – вътрешен пазар

**2004** – Стартиране на процеса по смяна на доставчика, с модел на пазар по двустранни договори и балансиращ пазар, напълно регулиран, работещ при временни правила

**2009** – Заместване на седмичното известяване на търговски графици с дневно известяване, в работни дни

**2012** – Въвеждане на новата пазарна организация с обединение на участниците в балансиращи групи

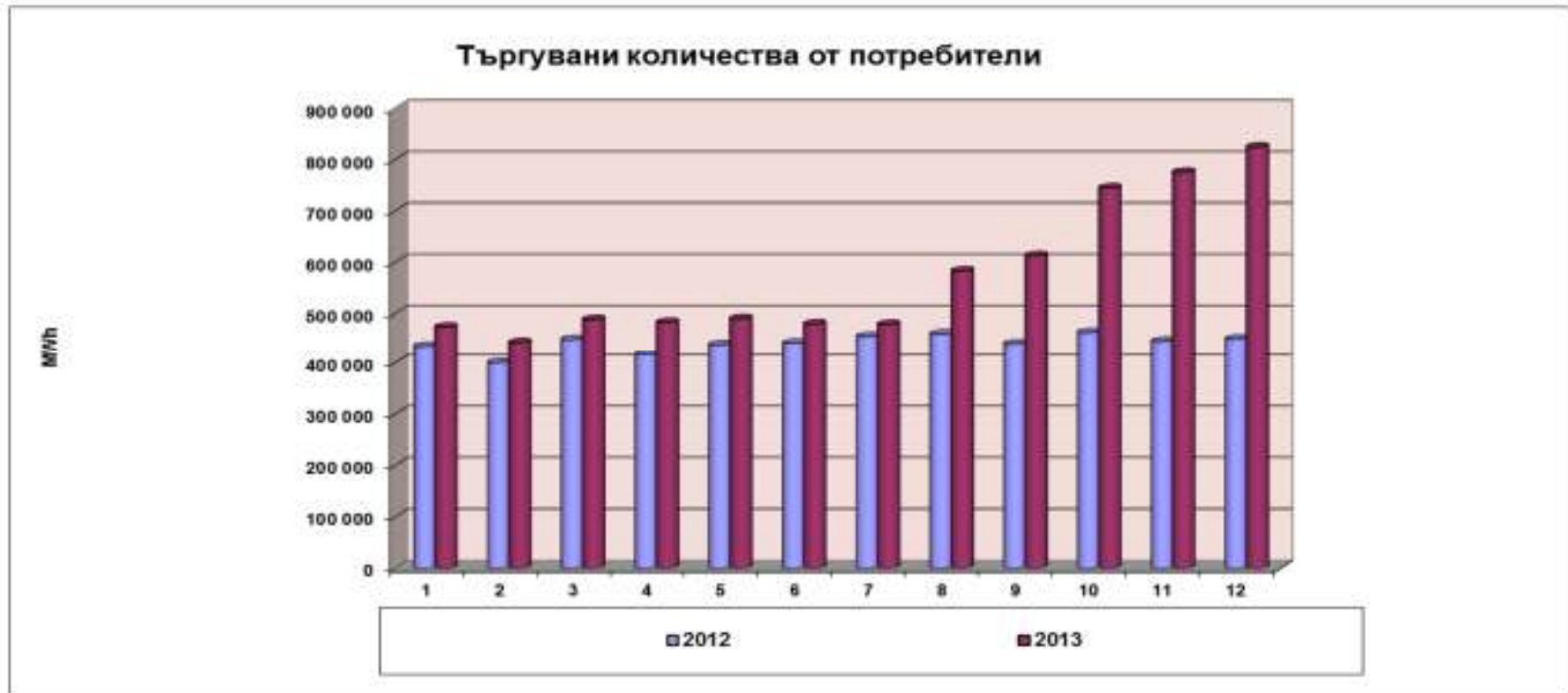
**2012** – Въвеждане на дневно известяване на графичите, вкл. в неработни и празнични дни





## Стъпки по въвеждане на балансиращ пазар и преходни етапи

Търгувани количества от потребители през 2013  
23% от нетното потребление се търгува по почасови графици

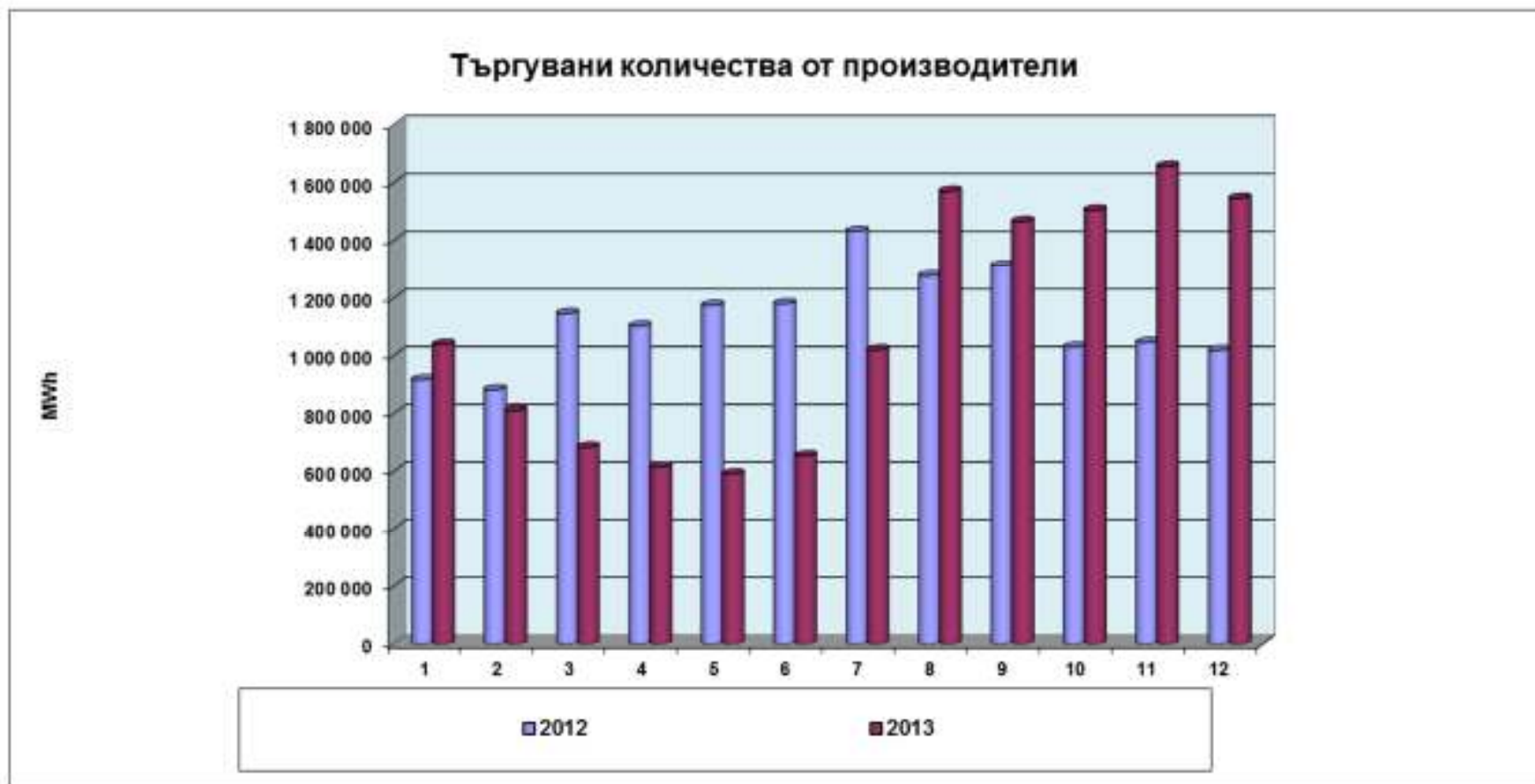


	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total, MWh
2012	435 387	399 721	448 513	415 554	438 387	441 422	454 617	459 576	440 221	462 404	445 096	449 771	5 290 669
2013	473 210	442 845	487 907	482 307	489 507	479 218	478 402	582 734	612 344	744 433	774 754	823 910	6 871 571
	8.68%	10.78%	8.78%	16.06%	11.66%	8.56%	5.23%	26.79%	39.09%	60.99%	74.06%	83.18%	29.88%





## Стъпки по въвеждане на балансиращ пазар и преходни етапи

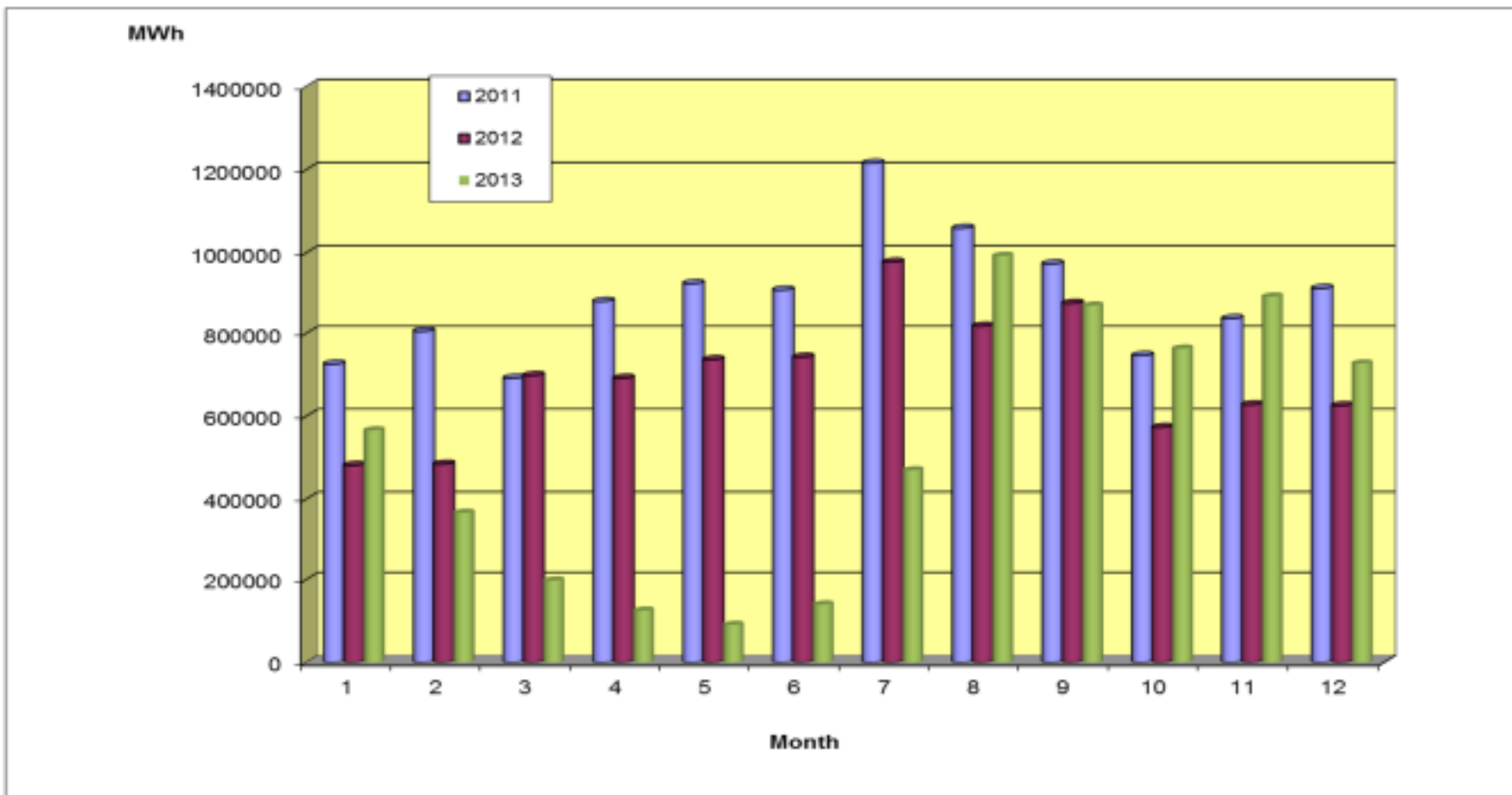


	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total, MWh
2012	916 278	881 990	1 145 852	1 102 507	1 174 105	1 179 794	1 432 458	1 276 939	1 312 120	1 029 614	1 045 562	1 018 308	13 515 527
2013	1 038 913	810 003	683 887	614 604	590 968	653 800	1 020 316	1 570 674	1 466 055	1 505 726	1 656 595	1 546 256	13 157 797
	13.38%	-8.17%	-40.32%	-44.26%	-49.66%	-44.59%	-28.78%	23.00%	11.73%	46.24%	58.44%	51.84%	-2.07%



## Стъпки по въвеждане на балансиращ пазар и преходни етапи

### Нетен износ на електрическа енергия



**2011 – 10.6 TWh**

**2012 – 8.3 TWh**

**2013 - 6.2 TWh**



## Стъпки по въвеждане на балансиращ пазар и преходни етапи

### Развитие - вътрешен пазар

**2013 и 2014** – Значително увеличение на потребителите сменили своя доставчик

Parameter/Date	06.2013	07.2013	08.2013	09.2013	10.2013	11.2013	12.2013	01.2014	02.2014	03.2014	04.2014
Generators / Производители	7	7	7	8	8	9	9	9	9	9	9
HV level consumers / потребители ВН	69	71	73	74	80	88	88	89	90	92	96
MV and LV level consumers / потребители СН и НН	173	298	541	791	1175	1578	1578	2007	2350	2804	3010
<b>Consumers Total / Потребители общо</b>	<b>242</b>	<b>369</b>	<b>614</b>	<b>865</b>	<b>1255</b>	<b>1666</b>	<b>1666</b>	<b>2096</b>	<b>2440</b>	<b>2894</b>	<b>3106</b>
Traders – BRP / Търговци КБГ	11	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15
<b>Traders Total / Търговци общо</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>53</b>	<b>56</b>	<b>58</b>	<b>60</b>	<b>62</b>	<b>62</b>	<b>62</b>	<b>62</b>
<b>TOTAL PARTICIPANTS / Общо участници</b>	<b>299</b>	<b>428</b>	<b>673</b>	<b>926</b>	<b>1316</b>	<b>1728</b>	<b>1728</b>	<b>2158</b>	<b>2511</b>	<b>2965</b>	<b>3177</b>

**Търговията на либерализирания пазар с почасови графици и балансиране обхваща 35% от търгуваните количества в страната и за износ.  
Средно-часовият товар на крайните клиенти сменили доставчика е 1150 MW**

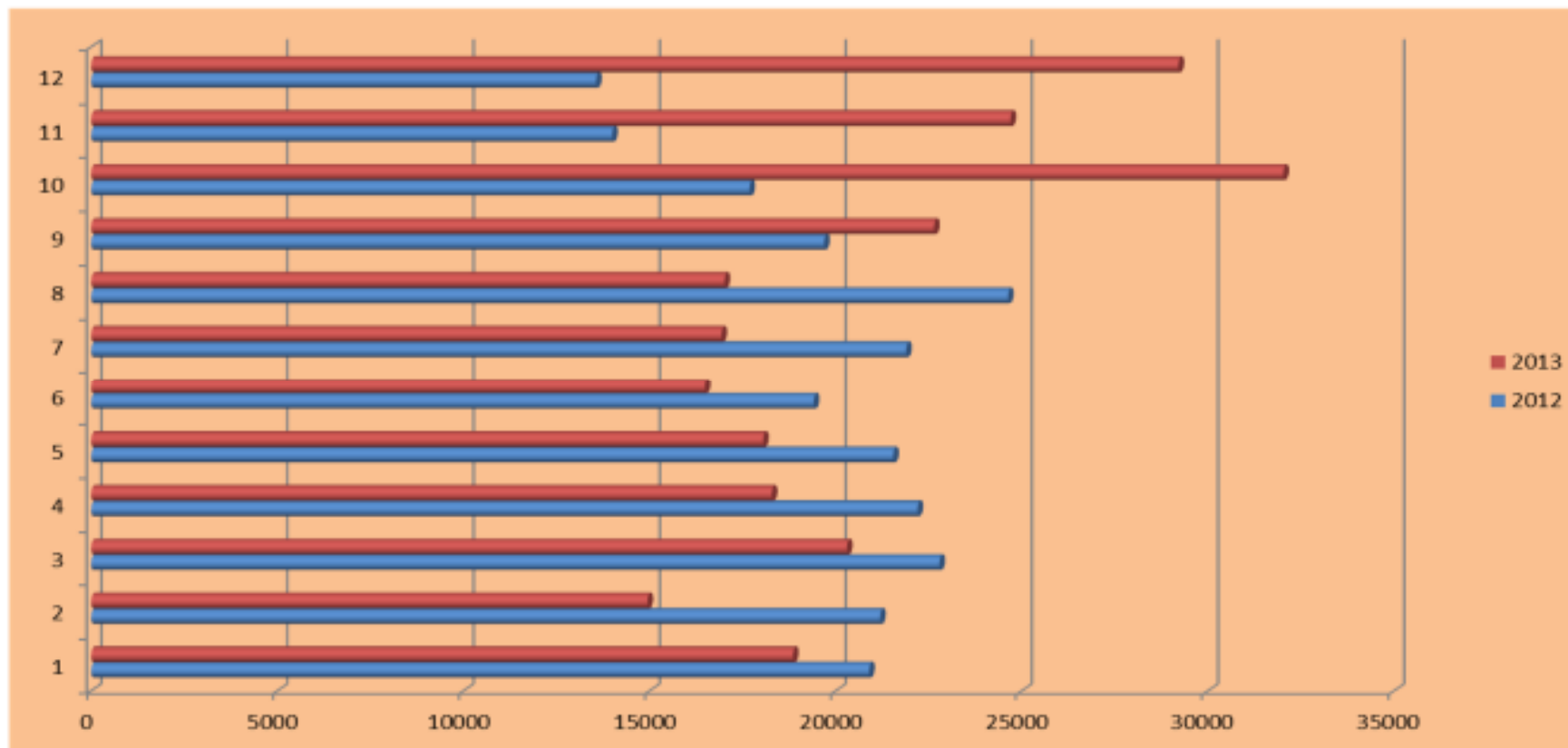


## Балансиращ пазар през 2013

На балансиране подлежат само участниците на свободния пазар

Енергиен излишък в MWh

**3.6% спрямо регистрираните графици**



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total, MWh
2012	20895	21192	22786	22196	21544	19407	21892	24628	19689	17683	13992	13563	239467
2013	18852	14943	20300	18281	18049	16485	16928	17012	22642	32025	24695	29208	249420

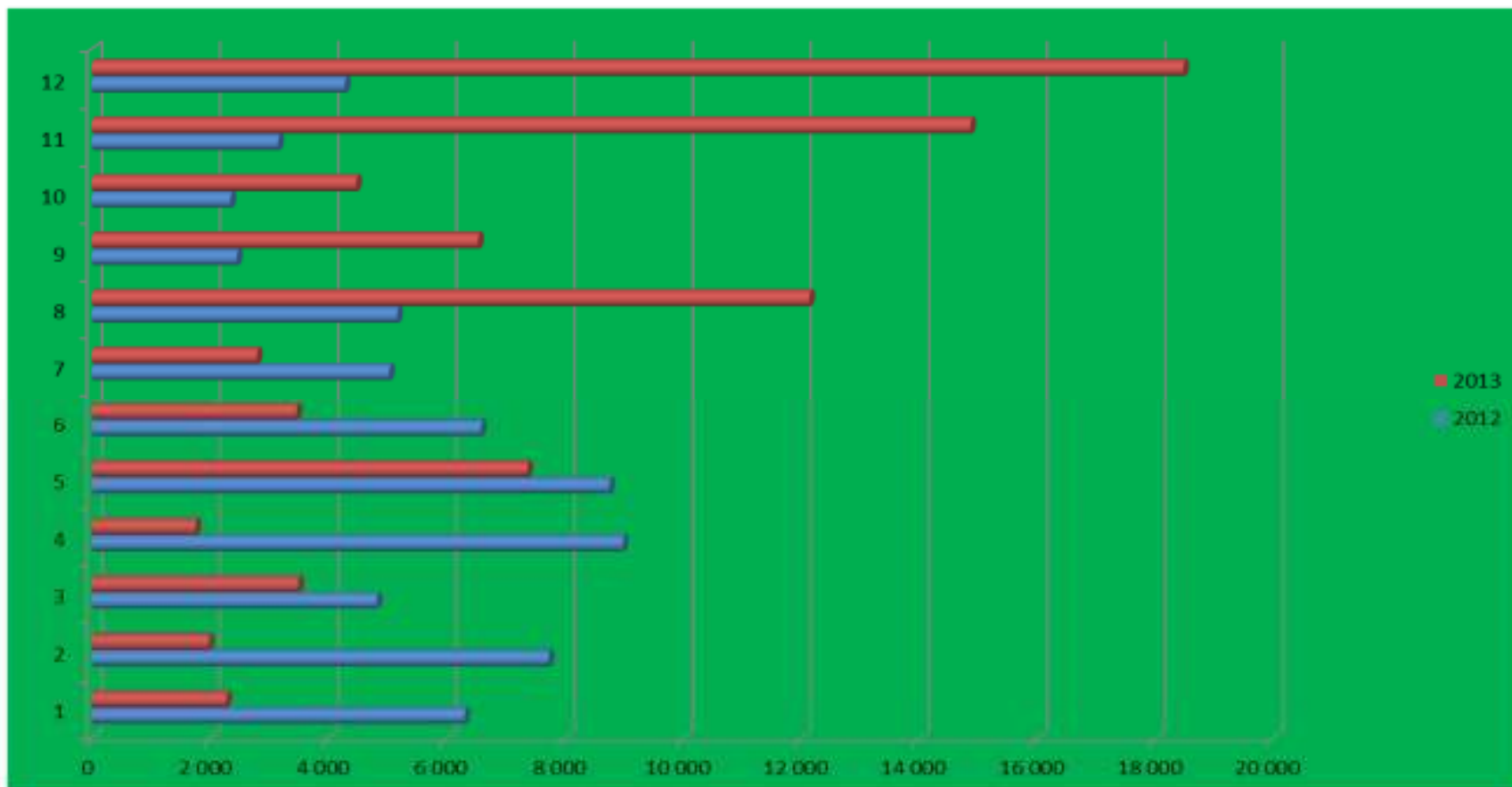


## Балансиращ пазар през 2013

На балансиране подлежат само участниците на свободния пазар

Енергиен недостиг в MWh

**1.16% спрямо регистрираните графици**



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total, MWh
2012	6 313	7 737	4 825	8 993	8 760	6 588	5 035	5 171	2 458	2 349	3 157	4 286	65 672
2013	2 278	1 985	3 497	1 758	7 374	3 467	2 797	12 148	6 541	4 478	14 874	18 480	79 677





## Балансиращ пазар през 2013



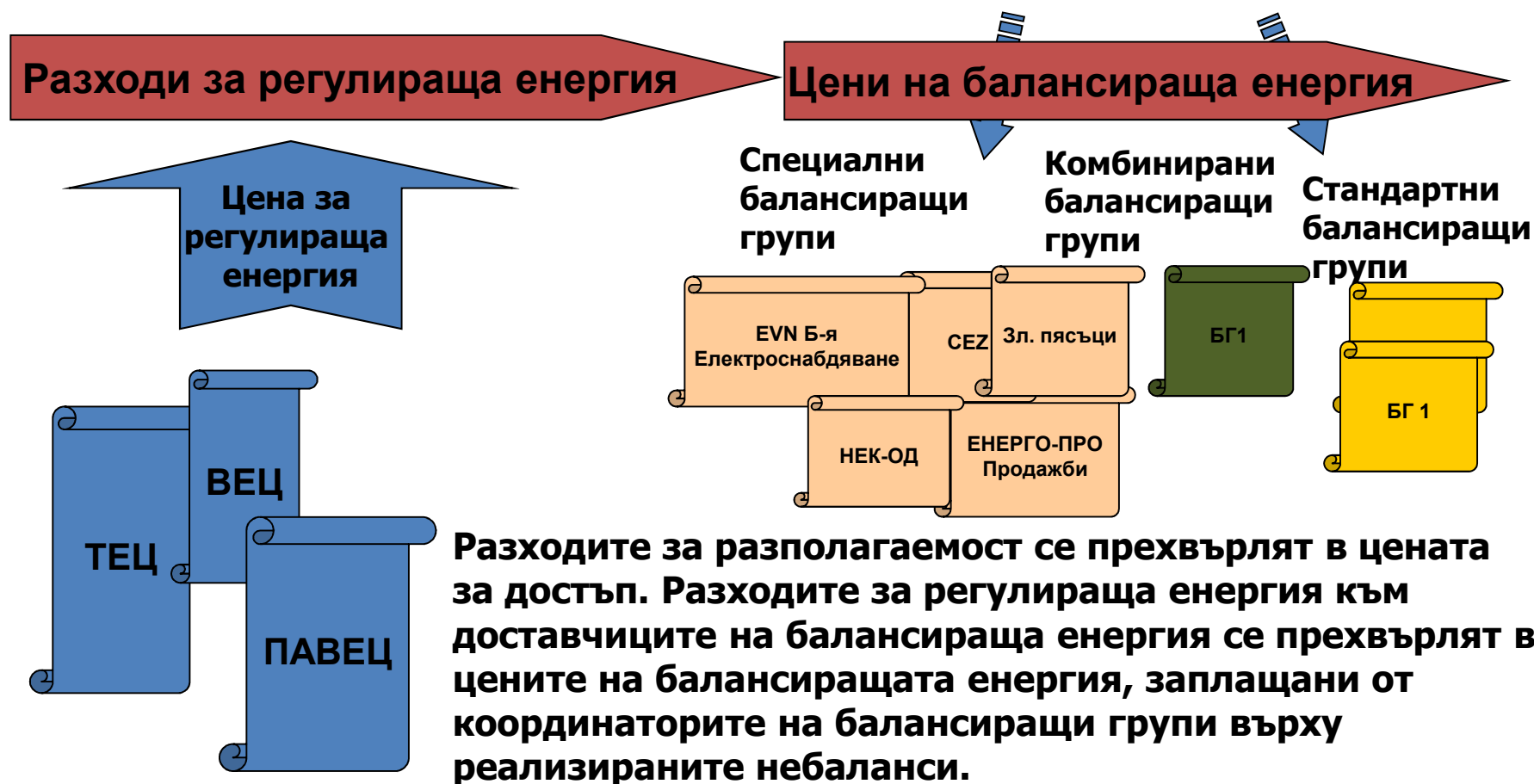


# Готовност за въвеждане на почасов пазар и балансиране по всички сделки с електрическа енергия

## Две основни групи участници в пазара

Доставчици на балансираща енергия

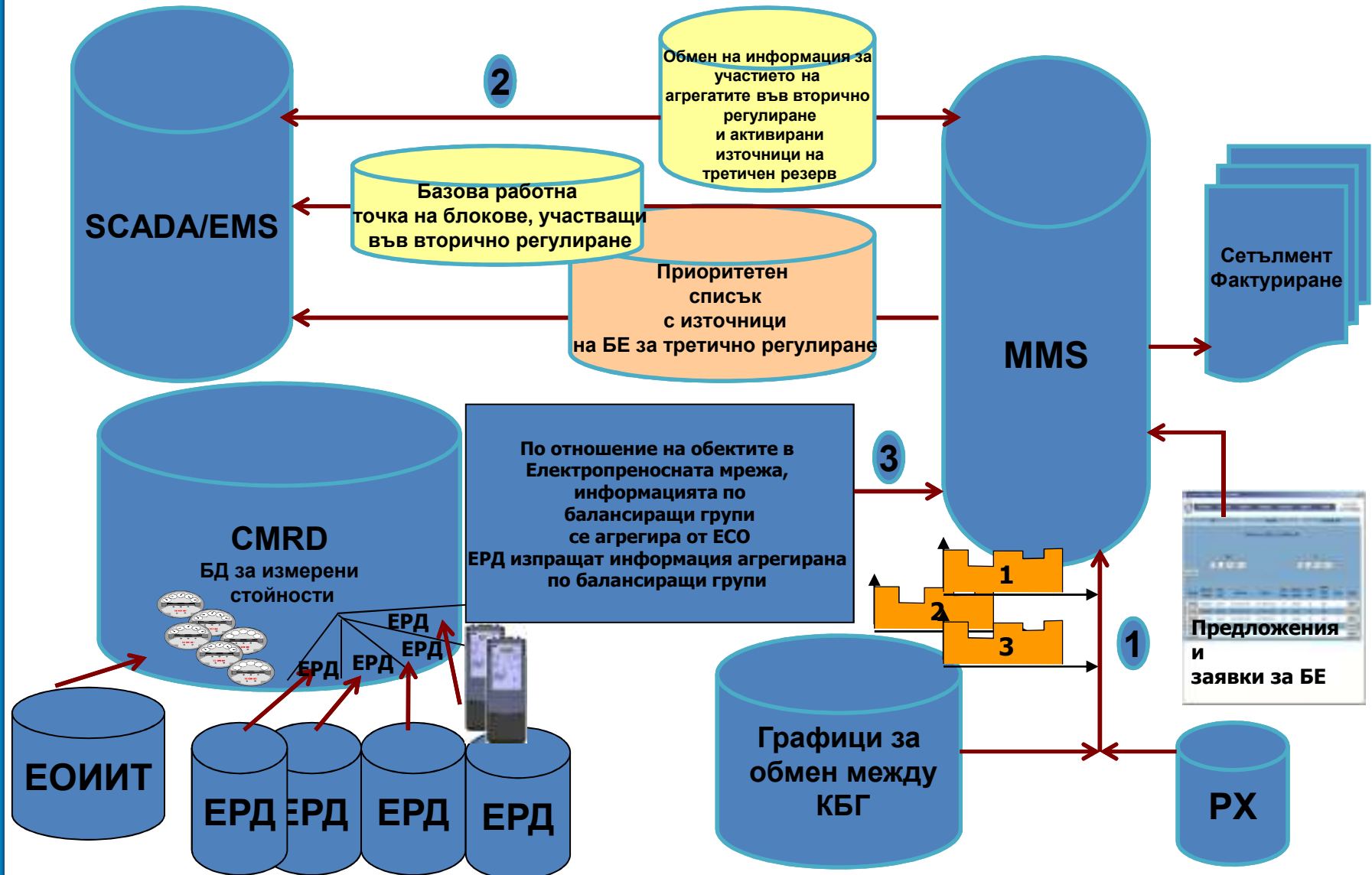
Координатори на балансиращи групи





# Внедряване на система за администриране на пазара

Нова информационна платформа за администриране на пазара. Основни интерфейси



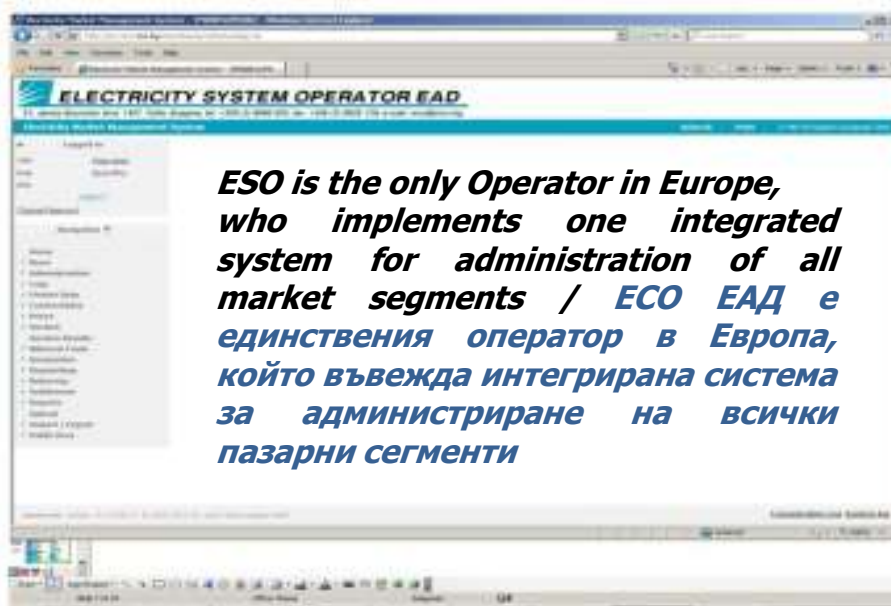
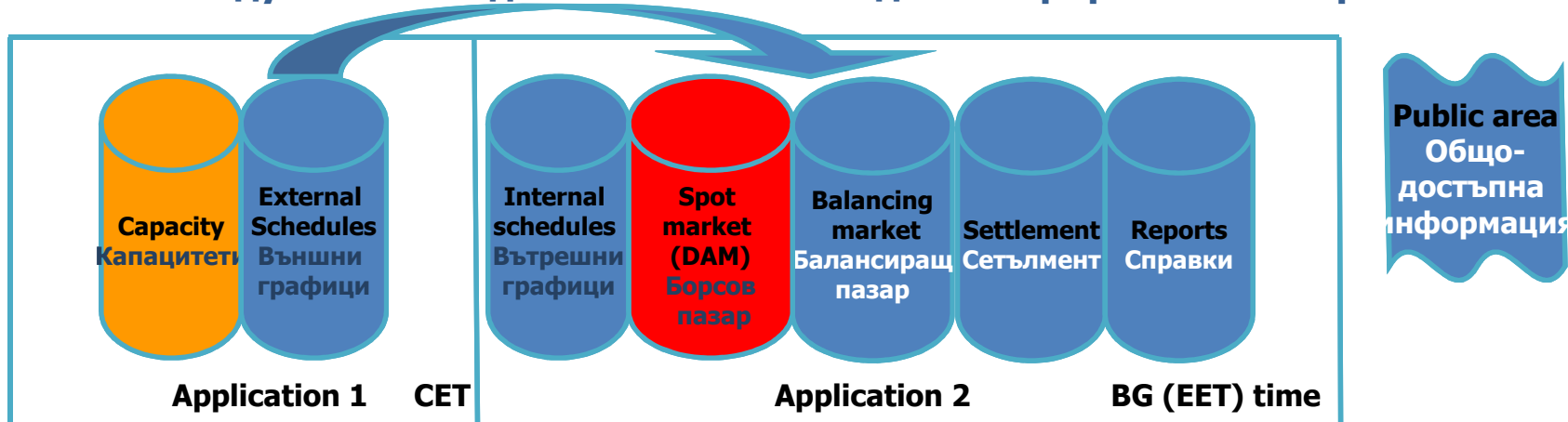


# Market Management System

## Система за администриране на пазара



**Modules of the implemented market management system (MMS)**  
**Модули на въведената система за администриране на пазара**



**In real implementation – July 2010/ В реална работа от м.юли 2010г.**



**In dry run (without financial transactions) – as from January 2011 / В тестови период от м.януари 2011**



**In dry run – as from April 2012 / В тестови период от м.април 2012**



## **Тестова работа по прилагане на ПТЕЕ**

**От месец януари 2011 г. стартира паралелна работа по действащия и новия пазарен модел. Финансовите разплащания се осъществяват по действащия модел.**

### ***Постигнати цели на ЕСО ЕАД през този период:***

- 1. Конфигуриране на всички обекти в Електроенергийната система в системата MMS и принадлежността им към балансиращи групи**
- 2. Осигуряване на необходимата информация в системата MMS по отношение на графици, съгласно конфигурацията на обектите по т.1**
- 3. Прехвърляне на данни от системата MMS в системата SCADA на брутни графици на производителите, които участват в регулирането, и които определят базовата работна мощност на отделните агрегати.**
- 4. Осигуряване на информация за участието на производителите във вторично регулиране и активираните източници от приоритетния списък (третично регулиране)**
- 5. Осигуряване на почасови данни от средствата за търговско измерване**
- 6. Сетълмент с реални данни и възможност на КБГ да анализират небалансите в групите**
- 7. Редовни ежедневни тестове с модул „борсов пазар“, от м. април 2012 г.**





## Готовност за въвеждане на почасов пазар



При пазарни условия, могат да работят само производители, които са реализирали енергията си за следващия ден



Всички координатори на балансиращи групи, вкл. НЕК, КС, ДПИ, трябва да затворят баланса на покупките и продажбите си в D-1, което ще определи състава на генериращите агрегати в деня D.



Работната точка на всеки диспечерируем агрегат в реално време се определя от брутния график регистриран в деня D-1

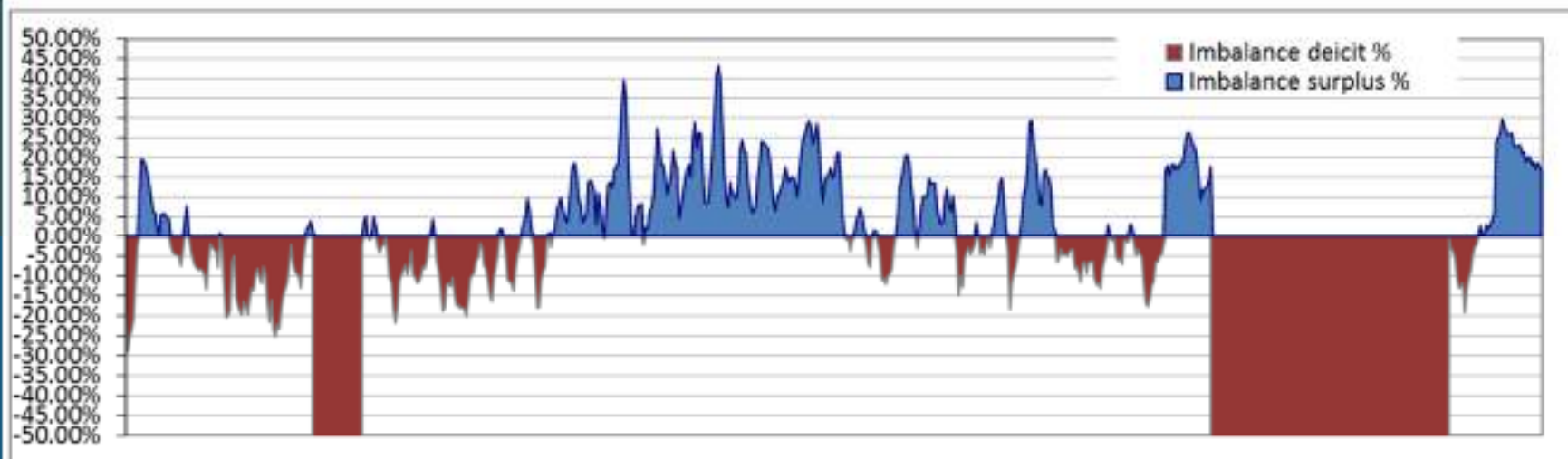


Въвежда се пазарен принцип по отношение на активиране на източниците на енергия от третично регулиране



## Резултати от тестовата работа – м. януари 2014

### ЕНЕРГО-ПРО Продажби АД



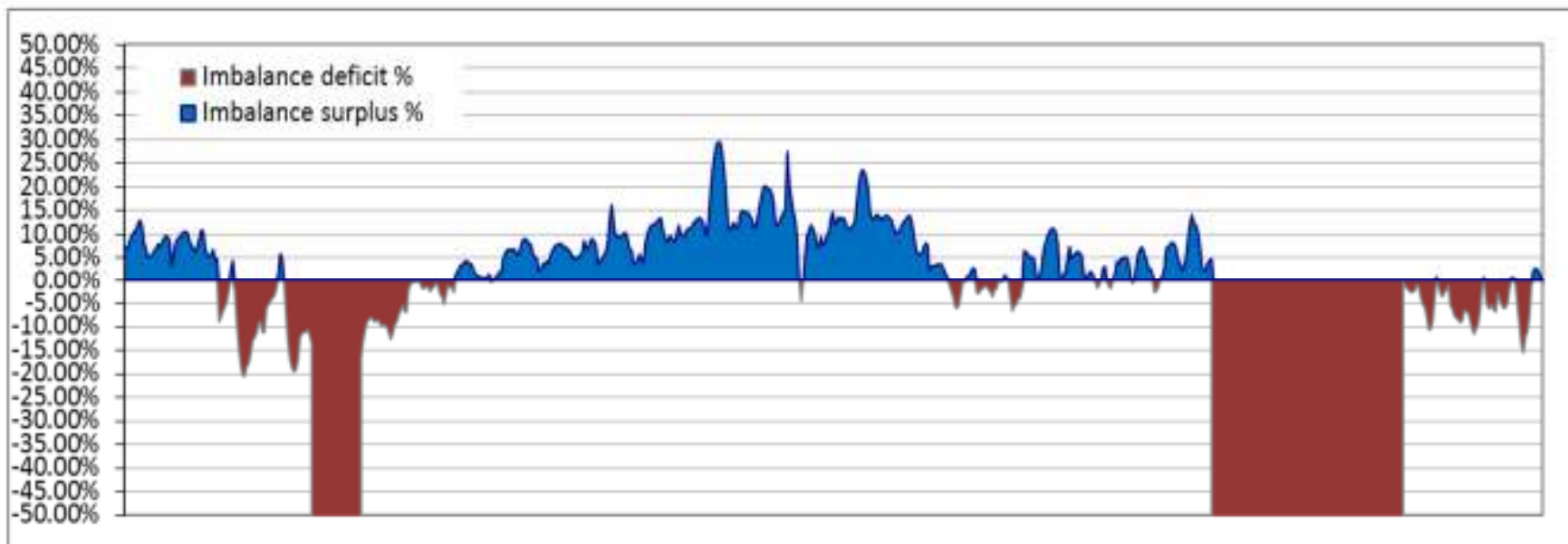
Средният процент отклонение енергиен недостиг за м. януари е 4.23%, а енергиен излишък 6.40%

В мрежата на ЕНЕРГО-ПРО Продажби АД има най-голям обем от непрогнозируеми мощности



## Резултати от тестовата работа – м. януари 2014

### CEZ Електро България

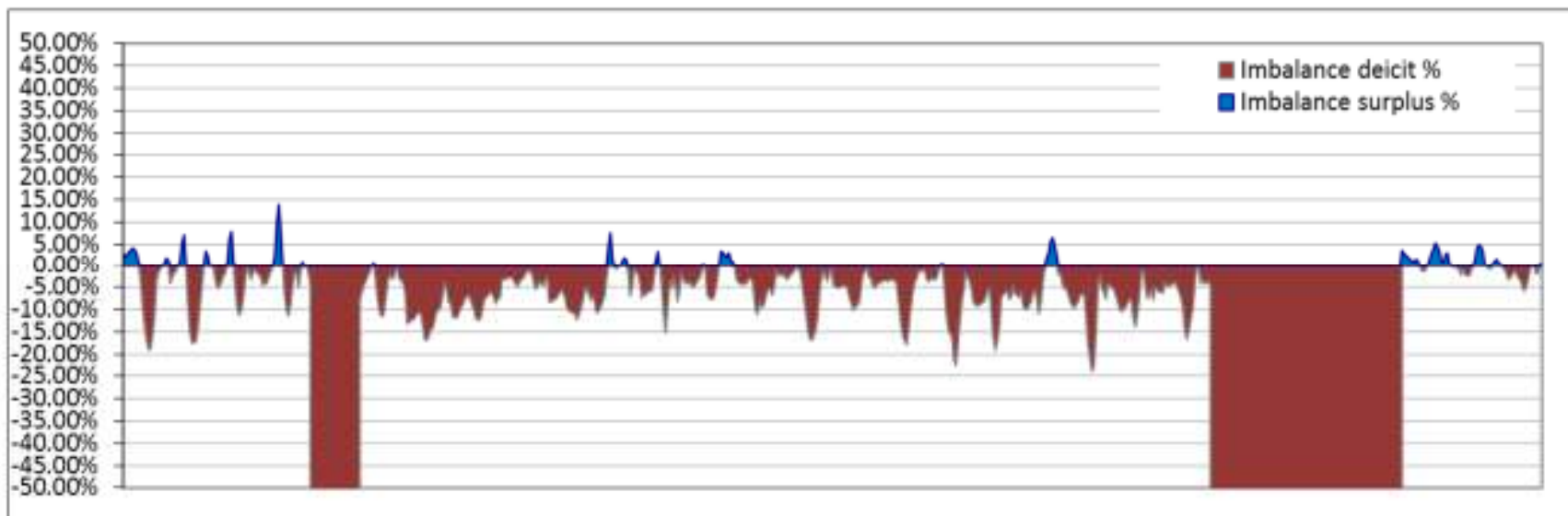


Средният процент отклонение енергиен недостиг за м. януари е 2.39%,  
а енергиен излишък 5.13%,



## Резултати от тестовата работа – м. януари 2014

### ЕВН България Електроснабдяване



Средният процент отклонение енергиен недостиг за м. януари е 5.33%, а енергиен излишък 0.36%,

## Резултати от тестовата работа – м.януари 2014



**За целите на тестовата работа и анализ на отклоненията от регистрираните графици, е създадена специална балансираща група на производители от ВЕИ, ТФЕЦ и малки ВЕЦ, присъединени към електропреносната мрежа**



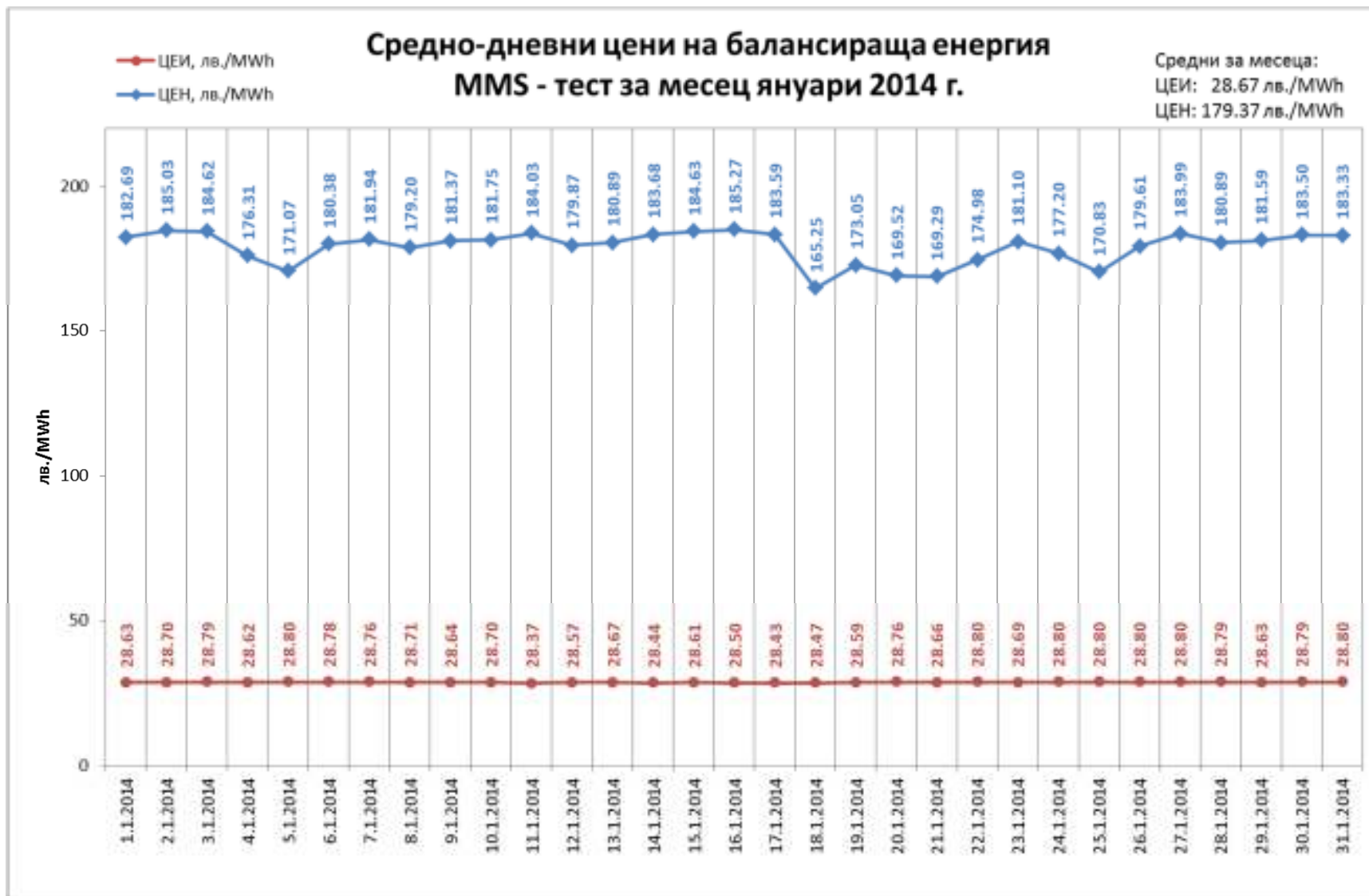
## Резултати от тестовата работа

### Средно отклонение от графиците на в %

Подгрупа	Февруари 2013	Март 2013	Април 2013	Януари 2014
ТФЕЦ	3.5	5.9	6.2	6.4
Малки ВЕЦ	9.8	14.4	8.0	29.6
ФВЕЦ и ВЯЕЦ	32.3	35.4	38.9	37.2
След нетиране	8.2	10.5	10.5	9.5



# Резултати от тестовата работа



## Какво още предстои преди реалния старт?

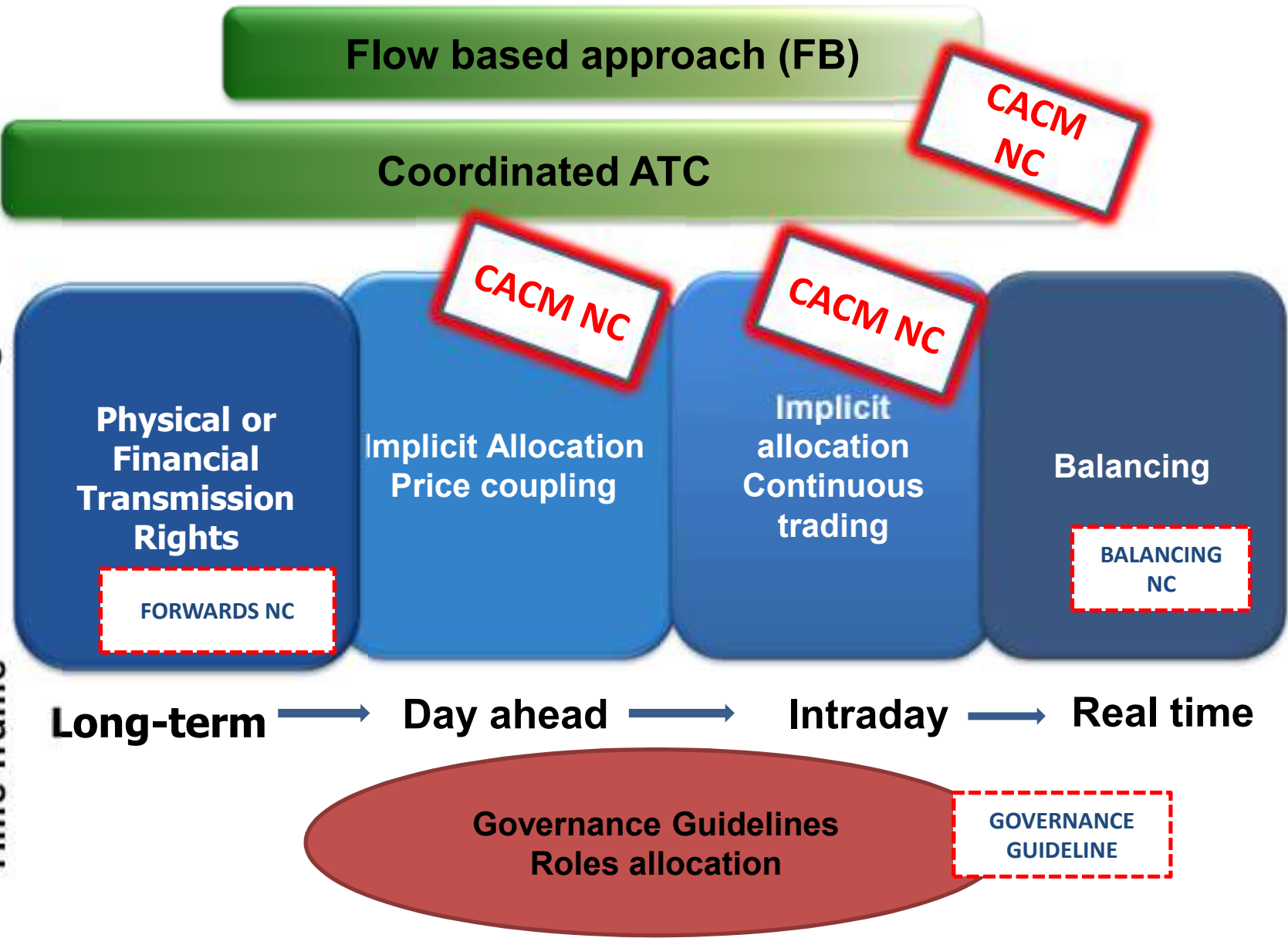
1. Приемане на допълненията и измененията в правила за търговия с електрическа енергия от ДКЕВР
2. Конфигуриране и регистриране на специалните балансиращи групи и по специално на групите на производителите от ВИ и ВЕКП, вкл. комбинирани групи
3. Сключване на всички договори с доставчиците на балансираща енергия и координатори на балансиращи групи
4. В договорите за балансиране между ЕСО и специалните балансиращи групи с обекти на производители от ВИ и ВЕКП следва да се включат разпоредби за действия на Оператора при ограничаване на максималната работна мощност на производителите на електрическа енергия от ВИ, присъединени към преносната и разпределителните мрежи. В случай, че ограниченията се налагат в деня на доставка, както е в момента, да се разработи механизъм за «изчистване» на небалансите, които ще се появят в системата за администриране на пазара
5. ЕСО ще обяви датата, от която ще се прилага балансиране по всички сделки с електрическа енергия
6. До няколко месеца след стартирането на балансиращия пазар трябва да бъде въведен и борсовия пазар

# Към интегриран европейски пазар

Calculation Stage

Allocation stage

Time frame





## Cooperation perspectives, Market integration challenges/ Перспективи за сътрудничество, пазарна интеграция

---

1. Интеграционните процеси в Европа и мрежовите кодекси поставят срокове за системните и пазарни оператори да съблюдават изискванията за пазарна интеграция
2. Регионален балансиращ пазар със съвместно използване на регулиращи мощности от две и повече ЕЕС е възможен след създаване на обединен пазар със съседни пазарни зони на база „ден напред“ и „в рамките на деня“ и прилагане на изискванията на *„Мрежови кодекс за разпределение на трансграничните капацитети, управление на претоварванията при преноса на електроенергия и интегриране на пазарите на база ден напред и в рамките на деня (CACM NC)“*
3. Има решение на Комитет Пазар към ENTSO-E за формиране на 11 региона в Европа в които трябва да се прилага координирано изчисляване на трансграничните капацитети и координирано имплицитно разпределение.







1. В Юго-източна Европа регионът обхваща три граници - BG-GR, BG-RO, RO-HU
2. IPTO, ESO, TRANSELECTRICA и MAVIR трябва да започнат разговори за изясняване на всички технически и организационни аспекти на бъдещото сътрудничество
3. Координираното изчисление на трансграничните капацитети е база за реализиране на пазарно обединение по отношение на краткосрочната търговия – ден напред и в рамките на деня, и на следващ етап – на регионален балансиращ пазар с обединено използване на балансиращи източници





# **ЕСО – ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН ПАЗАР**

**БЛАГОДАРЯ ЗА ВНИМАНИЕТО**

**Виктория Поповска  
Р-л у-ние „Електроенергиен пазар“,  
ЦДУ, ЕСО ЕАД  
vpopovska@ndc.bg**

