

Регионален пазар на едро: примерът на PJM.
Част първа - пазар за разполагаема мощност, резерви и регулиране.

Димо Стоилов, Никола Николов, Теодора Терентева

Резюме: *За разлика от Европа, в САЩ и Канада функционират единадесет централизирани регионални електроенергийни пазари на едро [1], [2]. Всеки от тях има своеобразен състав от подпазари: за разполагаема мощност, за електроенергия, за регулиране, за резерви и спомагателни услуги. В тази статия се разглеждат подпазарите за разполагаема мощност, резерви и регулиране според примера на действащия пазар в региона наричан PJM.*

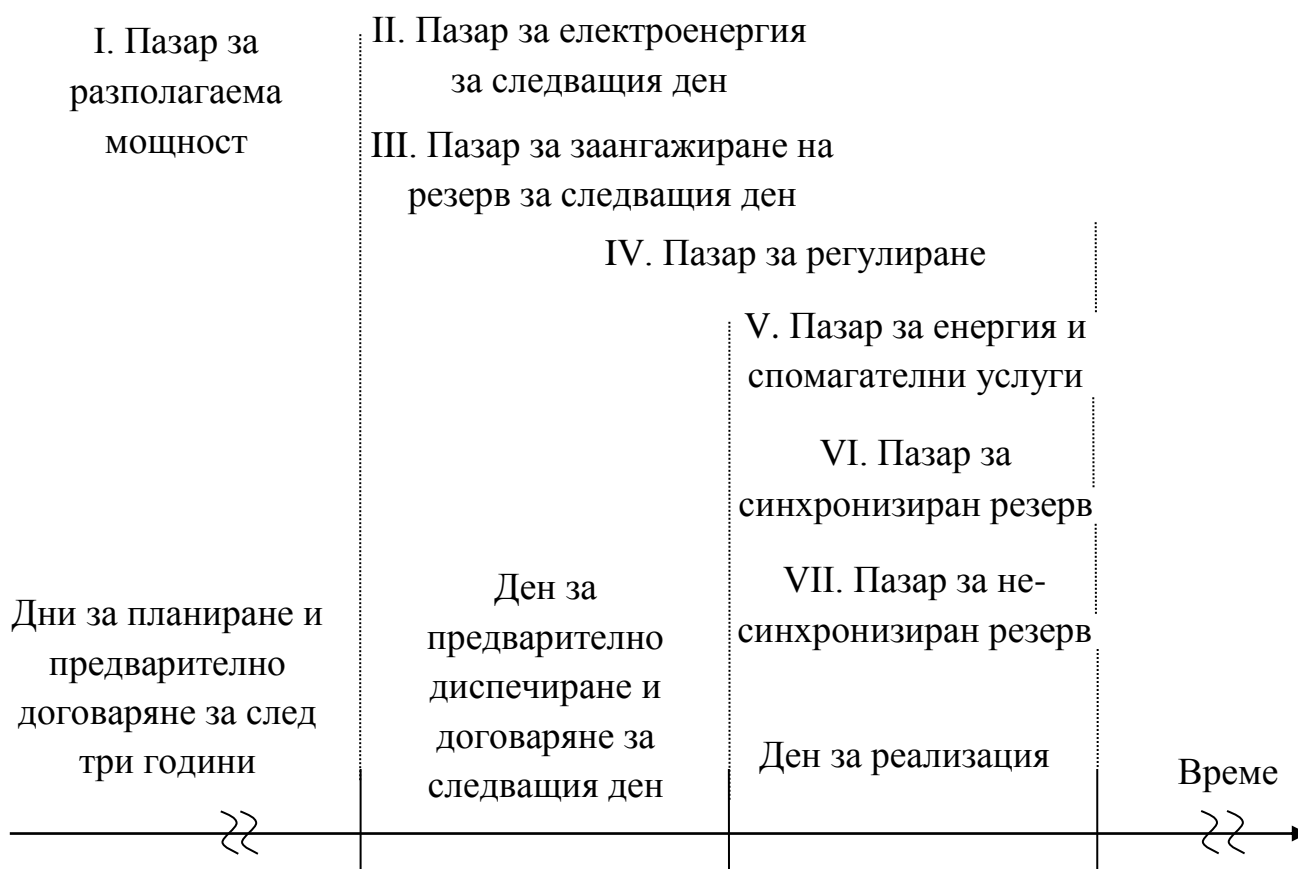
Ключови думи: Централизиран регионален пазар за разполагаема мощност, за електроенергия, за спомагателни услуги, за регулиране, за резерви.

I. Увод

Регионалните електроенергийни обединения в САЩ доразвиват и уголемяват съществуващите пулове от множество компании, които са предимно вертикално интегрирани предприятия за обществени услуги/ползи (public utility) [2]. В обединението, известно с името PJM (от абревиатура на имената на трите щата начални основатели Pennsylvania, New Jersey, Maryland) сега участват 19 компании от десет щата [3]. Много компании членки са вече в състава на големи корпорации, собственост на вложители или самите те са закупили или създали дъщерни дружества. При изменената организационна, собственическа и регулаторна структура компаниите изпълняват едновременно няколко роли в регионалния пазар: Производител (Producer), Собственик на преноса (Transmission owner), Оператор на контролна зона (Control zone operator), Клиент на пренос (Transmission customer), Електрическа разпределителна компания (Electric Distribution Company - EDC), Купувач на пазара на едро за препродаване на пазара на дребно (retail power customer) и Предприятие за обслужване на товари/консуматори (Load Serving Entity - LSE). Тези компании участват в пазар на едро, който е съставен от **седем** самостоятелно съществуващи подпазара, които се различават според времето на протичане и според стоката (Фиг. 1).¹

¹ Свободните двустранни сделки имат относително малък дял и не са предмет на разглеждане в тази статия

Фиг. 1. Пазари за мощност, енергия, резерв и услуги в РЈМ



Първият пазар е предварителен (forward) за изкупуване на месечна разполагаема мощност, която да се предоставя след три години. **Вторият** пазар е също предварителен, но за едночасова електроенергия, която да се предоставя през следващото денонощие по договорена (уравняваща) цена през текущия ден.

Третият пазар е също предварителен, но за резерв, който се планира от днешния за утрешния ден. **На четвъртия** пазар се търгува обявено от предния ден регулиране с възможността то да бъде изменено с едночасово изпреварване в реално време. **Петият** пазар е за изкупуване на едночасова електроенергия и спомагателни услуги в реално време по часова цена, претеглено интегрирана от дванадесет интервала с петминутна цена.

Шестият и седмият пазари са също в реално време, но на тях се купува съответно синхронизиран резерв и несинхронизиран резерв.

В тази статия последователно разглеждаме пазара за разполагаема мощност (I), за резерви (III, VI и VII) и за регулиране (IV). В [4] са описани пазарите за електроенергия и спомагателни услуги (пазар II и V), основани на местните (локалните) прирастни цени, а в [5] се описва пазар на дребно от региона на PJM (така както действа в Duke Energy Ohio, Inc.).

II. Пазар за разполагаема мощност на PJM

Чрез пазара за разполагаема мощност се осигурява възстановяване на постоянните/капиталови разходи на производителите и на отзивчивите товари, като се обезпечават не само достатъчност, но необходимия излишък на производствените мощности за покриване на максималните годишни товари, за резервиране на плановите спирания и случайните откази на работещите агрегати.² В PJM се счита, че пазарът за разполагаема мощност гарантира нормираната производствена адекватност много по-ефективно, отколкото повишените цени при недостиг на мощности в системи само с пазар на електроенергия и услуги [6].

Същността на PJM пазара на разполагаема мощност се състои в задължението на всяка компания, която обслужва товари (предприятие за обслужване на клиенти - ПОК) (Load Serving Entities – LSE), сама да осигури нуждите от мощност на обслужваната територия чрез общия пазар за разполагаеми мощности в PJM. ПОК трябва да заплатят на доставчиците според местната цена за мощност за тази зона. ПОК могат да изпълнят задълженията си чрез изграждане на производствени мощности и предоставянето им на пазара за разполагаема мощност, или чрез сключване на двустранни договори (за мощност), или чрез развиване на ресурси за отзив от страна на потребителите (товарите), или средства/мерки за енергийна ефективност, или чрез изграждане на целесъобразни подобрения на преноса (qualified transmission upgrades) и предоставянето им на пазара за мощности.

Основата на този пазар е оценяване на мощностите според изискванията за надеждност на системата и предоставяне на ясна и своевременна информация за всички участници на пазара за постигане на договорености и цели. Залегналите основни елементи в оценяването чрез използвания модел за надеждност (Reliability Pricing Model - RPM) са следните:

² За краткост разполагаемата мощност на производствен агрегат и преносната способност между два възела се наричат капацитет. За избягване на този дуализъм използваме по-точното, макар и по-дълго, название.

- Местни (локални) цени за мощност (за нуждите на известните местни товари/консуматори);

- Механизъм за нагаждане на цените според различните характеристики/свойства на отделните видове разполагаема или спестена мощност;

- Многосесийни търгове за отделните видове разполагаема или спестена мощност до пълно задоволяване на нуждите през всеки предстоящ период (месечни интервали с хоризонт от три години);

- Надежден механизъм за застраховане, че ще има достатъчен набор от разполагаема производствена или спестявана мощност, както и преносни способности, за да се запази надеждността на системата през всеки следващ период.

Пазарът на разполагаема мощност предлага и друг метод за участие, известен като Алтернатива на изискваните средства (Fixed Resource Requirement (FRR) Alternative). Тази Алтернатива дава право на ПОК да предостави своя мощностен план/баланс и гаранции за неговото обезпечаване, без да участва в пазара с различни източници на разполагаема или спестена мощност.

Оценяването чрез модела за надеждност е внедрено през 2007 г. с договаряне за следващите три години и продължаване на това дългосрочно договаряне за създаване на дългосрочни ценови сигнали с цел да се привлекат нужните инвестиции за надеждността в района на PJM.

Оценяването чрез модела за надеждност е създадено за гарантиране наличието на достатъчни и адекватни средства (планирани и налични производствени мощности, планирани и налични средства като отзив на потребителите или от спестена чрез енергийна ефективност мощност или прекъсваеми товари (Interruptible Load for Reliability - ILR).

Оценяването чрез модела за надеждност е в съответствие с процеса на планиране на регионалното развитие на преноса (Regional Transmission Expansion Planning Process - RTEPP). Оценяването чрез модела за надеждност е процес с много търгове за осигуряване на мощности, в т.ч. непринудено спестени чрез отзив на търсенето (Price Response of Demand-PRD) на консуматорите. Оценяването използва три пазарни механизма: търг за основния остатък (Base Residual Auction), прирастни търгове (Incremental Auctions) и двустранния пазар (Bilateral Market).

Зоналните цени за мощност за годината на доставка (Delivery Year) се изчисляват въз основа на търга за основния остатък за тази година, коригират се след всеки прирастен търг за същата година и се публикуват от PJM.

Следващ резултат от прилагане на оценяването чрез модела за надеждност е определянето на правата за прехвърляне на мощност (Capacity Transfer Rights) и подялбата им между купувачи (компаниите, в чиито области не достигат възможностите на местните източници на мощност (constrained Locational Deliverability Areas - LDA)). Купувачите на права за прехвърляне на мощност добавят разходите за закупените права към разходите за доставка на мощност от местни източници, а резултатната цена в крайна сметка се заплаща от товарите в областите с недостиг.

Дългосрочният подход за оценяване чрез модела за надеждност включва стимули, които са предназначени както за поддържането на съществуващите изградени мощности, така и за изграждането на нови източници. Те включват не само произвеждащи електроцентрали, но и потребителски отзив и преносни съоръжения. Пазарът допуска също използването на самостоятелно захранване (на собствени товари от компаниите) и на двустранните договори на ПОК. Търговете за мощност целят набавяне на изискуемата мощност, която е необходима след като участниците на пазара са изяснили недостигащите им собствени средства или по-добри от двустранните условия.

III. Пазар за планиран резерв за следващия ден (ППРСД)

Пазарът за планиран резерв за следващия ден е въведен през 2008 г. в отговор на заповед ER08-780 на FERC. Това е пазар III на фиг.1. Той е допълнение към пазара за електроенергия за следващия ден. На ППРСД се търгува допълващ 30-минутен резерв за системите в района на PJM.³ Това е предварителен пазар, основан на предложенията на доставчици на 30 минутен резерв, който се разглежда и като допълнителна спомагателна услуга. Неговата цел е да увеличи надеждността и да формира достоверни сигнали за производители и отзивчиви товари.

IV. Пазар за регулиране (ПР)

Пазарът за регулиране (IV на фиг.1) е пазарен инструмент за продажба и покупка на спомагателната услуга регулиране. Източниците на тази услуга предлагат **способност за регулиране (Regulation Capability)** и **Извършване на регулиране (Regulation Performance)**, което у нас се нарича участие в

³ В Европа не се практикува такова резервиране.

регулирането. Чрез системата за двойно уреждане (Two Settlement System - eMKT)⁴ се събира следната информация:

- Състояние на източника (разполагаме, неразполагаме, самостоятелно диспечиран);
- Регулиращи способности (над и под средна точка за регулиране, MW);
- Минимална и максимална мощност при регулиране и допустими отклонения от тях (MW);
- Тип на регулиращия сигнал – RegA или RegD
- Предложение за регулиране (\$/MWh) (два вида - разходно или пазарно). Двустранните сделки за регулиране също се докладват на PJM.

PJM използва събраната информация като входни данни за Машината за уравниване на пазарите (Market Clearing Engine - MCE). Тази машина оптимизира разпределението на товарите и регулирането. Тя прогнозира МПЦ за пресмятане на Уравняваща цена на пазара за регулиране (Regulation Market Clearing Prices), Уравняваща цена за участие в пазара за регулиране (Regulation Market Performance Clearing Price), която се използва за определяне на Цената за възможността за участие в регулирането (Regulation Market Capability Clearing Price) и Коефициента за прирастната полза от регулиране КППР (Regulation Marginal Benefits Factor). Тези цени се прилагат за съвместната оптимизация на енергия и спомагателни услуги, както и за определяне на отпуснатите на доставчиците кредити, както и на задълженията на купувачите на регулиране.

V. Пазар за синхронизиран резерв

PJM има задължение да поддържа определено количество от първичен 10 минутен резерв. Традиционно размерът е приблизително 150% от най-голямото възможно случайно смущение. Той се състои от синхронизиран и несинхронизиран резерв. Изискванията за синхронизиран резерв са определени. Балансът между първичен и синхронизиран резерв може да бъде постигнат чрез най-икономична комбинация между синхронизиран и несинхронизиран резерв. Това означава, че няма определено изискване за несинхронизиран резерв, но той ще бъде набавян когато е по-икономично за да се удовлетвори изискването за първичен резерв.

Синхронизираният резерв се счита за отделен вид спомагателна услуга, която се предлага заедно с предложенията за енергия като входни данни в системата eMKT, откъдето те постъпват в Оптимизатора на услуги и служат за прогнозиране на МПЦ.

⁴ Същата система се използва и за двата пазара за енергия: за следващия ден и в реално време. Програмните и хардуерни приложения са пояснени в [4].

Пресмятане цената на синхронизирания резерв - ЦСР (Synchronized Reserve Market Clearing Prices - SRMCPs),

РJM пресмята ЦСР заедно с МПЦ на всеки пет минути.

Цената се изчислява като прираст на предложените цени по отношение на един MW прираст на изисквания синхронен резерв и едновременно удовлетворяване на нуждите от енергия, регулиране, първичен резерв и ограничения по клоните.

Изчислените цени се публикуват на информационната платформа за общодостъпни данни (eData).

Когато няма недостиг на синхронизиран резерв цената е равна на предложението на маргиналия източник, която не надвишава сумата от цената за първичен резерв и глобяващ коефициент.

Когато има едновременен недостиг на първичен и синхронизиран резерв, цената е равна на сумата от глобяващите коефициенти за първичен и синхронизиран резерв.

Цената за синхронизиран резерв за всеки час е средната от всички петминутни цени и по нея се определят задълженията.

VI. Пазар за несинхронизиран резерв

Несинхронизираният резерв се счита за отделен вид спомагателна услуга, която се предлага заедно с предложенията за енергия като входни данни в системата eMKT, откъдето те постъпват в Оптимизатора на услуги и служат за прогнозиране на МПЦ. РJM определя способностите на всеки източник на несинхронизиран резерв в MW въз основа на техническите му характеристики. Пазарът в реално време извършва едновременна оптимизация на енергията, синхронния и несинхронизиран резерви. Заангажираният несинхронен резерв от всеки източник се телеизмерва. Като резултат от съвместната оптимизация РJM пресмята уравниваща цена за несинхронизирания резерв на всеки пет минути според текущите условия в системата. Цената за несинхронизирания резерв за всеки час е средната от всички петминутни цени и по нея се определят задълженията.

Пресмятане цената на несинхронизирания резерв - ЦНСР (NSRMCP)

РJM пресмята ЦНСР заедно с МПЦ на всеки пет минути.

Цената се изчислява като прираст на предложените цени по отношение на един MW прираст на изисквания първичен резерв за региона и за съответната управлявана подзона.

Изчислените цени се публикуват на информационната платформа за общодостъпни данни (eData).

Когато няма недостиг на първичен резерв цената на НСР е равна на предложението на маргиналният източник на първичен резерв, което не надвишава глобяващия коефициент за първичен резерв.

Когато има недостиг на първичен резерв, цената на НСР е равна на глобяващия коефициент за първичен резерв в зоната с недостиг.

Цената на несинхронизирания резерв е винаги по-ниска или равна на цената на синхронизирания резерв, защото синхронизираният резерв е по-качествена услуга, която може винаги да замести несинхронизирания резерв.

VII. Участие на прекъсваемите товари в пазара

Въвеждането на прекъсваемите товари в пазара наравно с агрегатите има голямо значение за подобряването на надеждността. Тази цел се реализира чрез „доставчици на прекъсваеми услуги” (Curtailment Service Providers - CSPs), които обединяват товарни източници и са членове или стават специални членове на PJM и участват в пазарите чрез намаляване на товарите. Затова те получават плащане в съответствие с регламента за аварийен отзив на товарите (PJM Emergency Load Response). Трябва да се отбележи, че участието се разрешава само на отнапред удостоверени товари, които могат да изпълняват поетите задължения. PJM не позволява разплащания за намаляване на товар извън регламентираните правила. Разграничени са няколко вида на участие.

- Участие само в намаляване на енергията (потреблението), при което участниците получават плащане за намаляване на потреблението.
- Участие в двете – намаление на потреблението и мощността (като капацитет), при което участниците получават плащане за намалено потребление и за осигуряване на (спестена) мощност.
- Участие само в намалението на мощността чрез задължение за намаляване на товара и получаване на плащане за (спестена) мощност.
- Участие в пазара за енергия, синхронизиран резерв, планиран за следващия ден резерв чрез намаляване на потреблението и получаване на плащане за енергия, услуги и регулиране, ако могат да следват управляващия сигнал на PJM.

Тези участия могат да се извършват както чрез пазара за следващия ден, така и чрез пазара в реално време. Уреждането на взаимните задължения става също въз основа на тези два пазара.

VIII. Самостоятелен отзив на товарите

Развитието и прилагането на динамични и разграничени по времето на ползване тарифи за крайни консуматори, заедно с въвеждането на усъвършенствани измервателни инфраструктури (Advanced Metering

Infrastructure - AMI) увеличи количеството на консуматорите, които изменят товарите при изменение на цените на едро. Това става възможно чрез въвеждане на управляващи товара устройства без централизирано управление от PJM или участие в пазарите, както прекъсваемите товари. Свързването на изменящите се цени на едро с цените на дребно позволява отзивчивост и при крайните консуматори в разпределителните мрежи, което трябва да се предвиди при развитието на следващите пазари. Предвидимото намаление на общия товар в резултат от изменението на цените на едро се нарича Отзивчив към цената товар (Price Responsive Demand - PRD). За да се получи максимален ефект от отзивчивостта на товарите следва да се усъвършенства взаимната връзка между цените на едро и цените на дребно и да се инсталират AMI за всички консуматори, в т.ч. малките жилищни и търговски.

Въпреки, че отзивчивия към цената товар не се управлява централно, неговото влияние върху товаровата диаграма може да се прогнозира в зависимост от измененията на цените. Цените обикновено нарастват по време на аварии и като следствие товарът намалява. Ето защо това ще даде отражение върху размера на инсталираните, съответно разполагаемите мощности, които ще са по-малко при едни и същи изисквания за надеждност и при едно и също очакване за недоставяне на товар (Loss of Load Expectation - LOLE). Членовете на PJM, например предприятията за обслужване на клиенти, които представляват крайни консуматори с намаляване на товара при повишаване на цената, могат да участват в пазарите на PJM както доставчиците на прекъсваеми товари, ако бъдат удостоверени.

Благодарност

Направените проучвания и анализи, резултатите от които са представени в настоящата публикация, са финансирани от Вътрешния конкурс на ТУ-София-2015г.

Източници:

- [1]. Стоилов, Д. Г., Електроенергийни стопанства и пазари в Австрия, Германия, Италия, Полша, Румъния, Франция и Чехия, Технически университет-София, 2013 г.
 - [2]. Стоилов Д., Н. Николов, Т. Терентева, Регионално обединяване на електроенергийните пазари в САЩ, Научна конференция „ЕФ 2014“, Сборник доклади, Созопол 2014
-

[3]. Стоилов Д., Н. Николов, Т. Терентева, Организация и функции на PJM Interconnection, Научна конференция „ЕФ 2014“, Сборник доклади, Созопол 2014

[4]. Стоилов Д., Н. Николов, Т. Терентева, Регионален пазар на едро: примерът на PJM. Част втора - пазар за електроенергия с местни прирастни цени, сп. Енергетика, бр. 6, 2014

[5]. Стоилов Д., Н. Николов, Т. Терентева, Пазар за електроенергия на дребно в PJM: примерът на Duke Energy Ohio Inc., сп. Енергетика, бр. 2, 2015

[6]. <http://www.pjm.com>
