



КОМИСИЯ НА ЕВРОПЕЙСКИТЕ ОБЩНОСТИ

Брюксел, 15.5.2007
COM(2007) 250 окончателен

**СЪОБЩЕНИЕ НА КОМИСИЯТА ДО СЪВЕТА И
ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ**

**Доклад относно опита, придобит при прилагането на Регламент (ЕО) № 1228/2003
г. "Регламент за трансграничния обмен на електроенергия"**

СЪОБЩЕНИЕ НА КОМИСИЯТА ДО СЪВЕТА И ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ

Доклад относно опита, придобит при прилагането на Регламент (ЕО) № 1228/2003 г. "Регламент за трансграничния обмен на електроенергия"

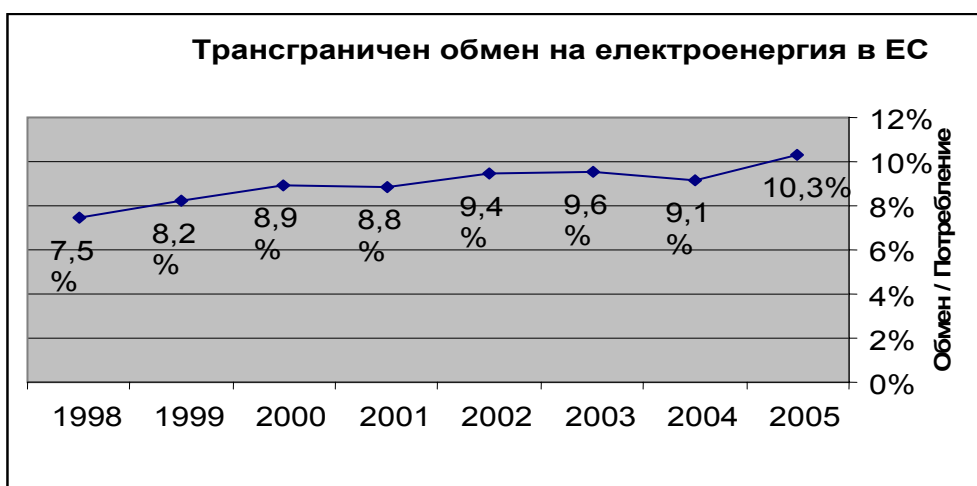
(текст от значение за ЕИП)

1. ВЪВЕДЕНИЕ

Настоящият доклад е в изпълнение на задължението на Комисията, съдържащо с в член 14 от Регламент (ЕО) № 1228/2003 г. за условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия¹, да публикува доклад за придобития опит при прилагането на регламента. Целта на регламента е да постанови справедливи правила за трансграничен обмен на електроенергия, като по този начин поощри конкуренцията в рамките на вътрешния пазар на електроенергия. Регламентът постановява компенсаторен механизъм при трансграничния обмен на електроенергия, определя хармонизирани принципи по отношение на таксите за пренос и правилата за разпределяне на разполагаемите капацитети на връзките между националните преносни системи.

2. РАЗРАБОТВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИ ТЪРГОВСКИ ОБЕМИ

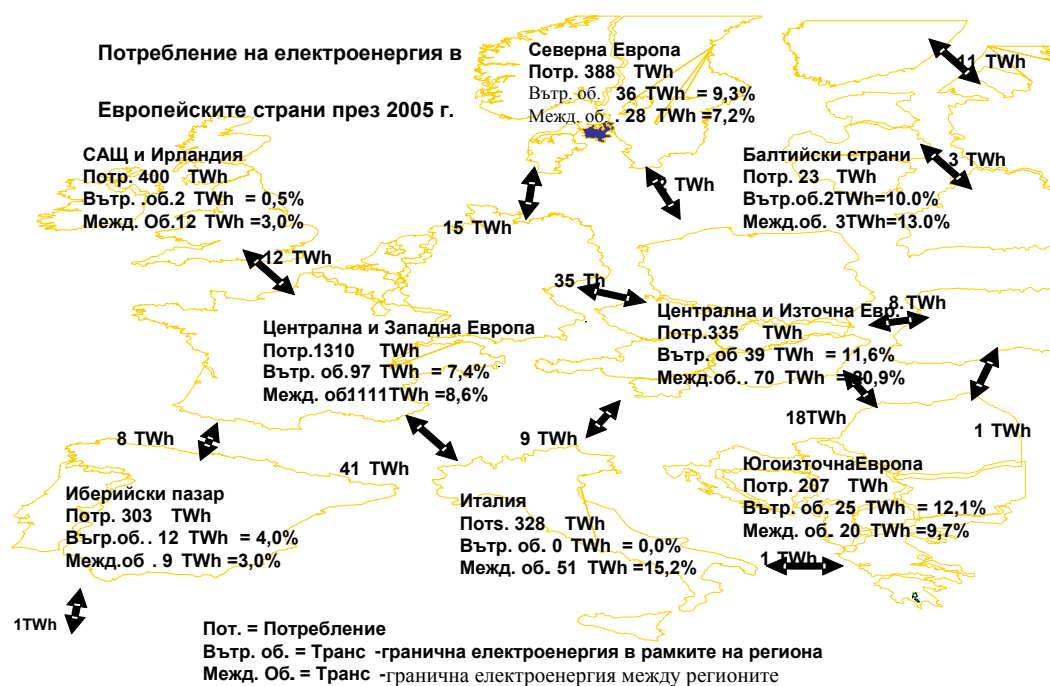
След отварянето на пазара трансграничните потоци на електроенергия в Европа отбелязват незначителни увеличения от година на година. Все пак, средно взето, само 10 % от електроенергията, консумирана в ЕС преминава през границите на държавите-членки. Диаграма 1 показва цялостното развитие на физическите трансгранични потоци в ЕС на 27-те, както и в Норвегия и Швейцария.



¹ ОВ L 176 от 15.7.2003 г., стр. 1.

Диаграма 1: Развитие на трансграничните електроенергийни потоци между държавите-членки на ЕС, Норвегия и Швейцария (процент на трансграничните потоци, съпоставен с brutното потребление на електроенергия).

Диаграма 2 показва обменените трансгранични количества в рамките на и между определени региони в Европа, така както са дефинирани от изменените насоки за управление на претоварването², като е включена и Югоизточна Европа (ЮИЕ). На тази диаграма страните, съответстващи на няколко региона, са причислени към региона, с който имат най-силна физическа връзка. Швейцария е включена към региона на Централна Западна Европа, а Норвегия към региона на Северна Европа. Диаграмата дава само груба представа за реалността и не покрива всички характеристики на географските пазари. Така например, на практика, германският и австрийският пазари са силно интегрирани.



Диаграма 2: Потребление на електроенергия и обмени в регионите на Европа през 2005 г.³

Диаграмата показва, че най-големият регион е Централна Западна Европа (ЦЗЕ) с годишно потребление от 1310 TWh. Регионът на ЦЗЕ обменя значителни количества електроенергия с всички съседни региони и по-специално с Италия (41 TWh) и с региона на Централна Източна Европа (ЦИЕ) (35 TWh). Доскоро Балтийският регион бе отделен от останалите региони на ЕС, но сега свързващият електропровод между Естония и Финландия, пуснат в експлоатация през месец декември 2006 г., сложи край на тази изолация.

² 2006/770/ЕС: Решение на Комисията от 9 ноември 2006 г., изменящо приложението към Регламент (ЕО) № 1228/2003 г. за условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия, ОВ L 312, 11.11.2006 г., стр. 59–65

³ Източници: UCTE, Nordel, DTi, балтийските ОПС.

От общото потребление в тези региони (3271 TWh), 6,5% (213 TWh) се обменят трансгранично в рамките на регионите, 4,3% (141 TWh) между регионите, а 0,7% (24 TWh) с трети страни. Все пак, следва да се отбележи, че физическите потоци са само представителна част от реално търгуваните трансгранични обеми. Когато двустранните търговски обмени бъдат изчислени като нетна стойност, брутните изтъргувани обеми могат да се окажат по-високи от физическите обеми. Също така, поради циркулиращите в затворен контур потоци и в резултат на настоящия метод за изчисляване на капацитета, който не отразява добре ефекта върху трети страни, търговските обмени рядко съвпадат с физическите потоци.

От настоящите модели на обмен между регионите и от съответните капацитети за изграждане на връзки между мрежите изглежда, че има възможност за по-нататъшна интеграция на регионите към общ европейски пазар. Това ще доведе до по-висока степен на еднаквяване на цените между регионите със сходна конфигурация на генериращите мощности и до по-добро използване на възможностите за арбитраж между регионите с различни конфигурации на генериращите мощности, като например между ЦЗЕ и северноевропейския пазар.

Като цяло, трансграничните възможности за търговия са далеч от това да бъдат използвани напълно. Това се потвърждава и от резултатите от проучването на сектора на пазарите на газ и електроенергия⁴. Това отчасти се дължи на липсата на интеграция на пазарите на едро и пазарите на балансиращи услуги. С други думи, много страни все още нямат надежден ценови маркер, за да насочват трансграничната търговия.

3. РАЗРАБОТВАНЕ НА МЕТОДИ ЗА ТРАНСГРАНИЧНА ТЪРГОВИЯ

Приемането на изменените насоки за управление на претоварването бе стъпка напред в изграждането на вътрешния пазар на електроенергия на ЕС. Тези насоки съдържат практически правила за прилагане на няколко принципа, които вече са включени в Регламент 1228/2003. Основните елементи на насоките са разделянето на ЕС на региони (седем региона плюс Югоизточна Европа), задължението операторите на преносни системи (ОПС) да експлоатират обща, координирана система с изчисляване и разпределяне на мощността и, накрая, да спазват изискванията за прозрачност.

Методите за разпределяне на мощността, които понастоящем се прилагат за претоварените връзки, са следните (виж и диаграмата в Приложение 1):

- (1) запазване (вертикално интегрирана компания си запазва капацитета)
- (2) приоритетно разпределяне по наследени договори
- (3) явни търгове
- (4) закрити търгове

⁴ Проучване съгласно член 17 от Регламент (ЕО) № 1/2003 на европейския газов и електроенергиен сектор COM(2006)851, виж Част б) II.3 Интеграция на пазара

- (5) за ежедневни разпределения – на принципа на приоритетно разпределение към онези, които първи са дали заявка, и на пропорционален принцип

Единствено координираните открити и тайни търгове изпълняват изискванията на Регламент 1228/2003. Все пак, запазването все още се прилага за някои от старите търговски линии, като при разпределението все още се дава известен приоритет на старите договори, независимо от решението на Европейския съд по дело C-17/03⁵. Комисията вече е предприела правни действия потези случаи.

В бъдеще, повече мощност ще бъде разпределяна чрез тайни търгове. Така нареченият метод на пазарно групиране, разработен от ЕОПС и асоциацията на европейските обмени на електроенергия (EuroPex), в момента има най-голям потенциал реално да интегрира европейския електроенергиен пазар чрез тайни търгове, базирани на предварително планиране. Проучването на сектора⁶ показва, че откритите търгове, по начина по който се провеждат в момента, често водят до недостатъчно използване на капацитета на връзките между мрежите и пречат на интеграцията на пазара.

Изчисляването на трансграничната мощност в миналото се базирало, основно, на методологията на нетната пренасяна мощност (НПМ), разработена от Европейските оператори на преносни системи (ЕОПС). По-сложните методи за изчисляване на мощността, които са свързани с нейното разпределяне, бяха предложени наскоро и се изискват с цел изпълнение на изменените насоки за управление на претоварването. Най-обещаващ е така нареченият метод, базиран на потока. При този метод наличният капацитет за обмен се изчислява на основата на модел на глобална мрежа без предварително цялата мощност да се разбива субоптимално на двустранни стойности на нетната пренасяна мощност. Методът, базиран на потока, разполага със средства да гарантира, че получените физически потоци за всички участващи оператори на преносни системи са такива, че мрежата остава в рамките на безопасните за нея граници. Този метод съдържа големи потенциални предимства, когато се използва преносна мрежа с много зотворени контури.

Все още са необходими много усилия за прилагане на новите договорености, включително на тези, постановени в изменените насоки за управление на претоварването. В резултат на това, не всички основни проекти могат да дадат резултати до 1 януари 2007 г. - крайният срок за осъществяване на общо, координирано изчисляване и разпределяне на мощността, съгласно изменените насоки за управление на претоварването. Тези трудности са на първо място от техническо естество, тъй като системата следва да бъде изпитана и стабилна преди да бъде внедрена. На второ място, често съгласяването с промени, които водят до пазарни последиствия, представлява политическо предизвикателство. Дори един по-добър метод да повиши цялостните ползи за участниците в пазара и да осигури сигурно и по-ефективно използване на съществуващата инфраструктура, обменните мощности, които следва да бъдат разпределени по някои граници, може да намалее.

⁵ Vereniging voor Energie, Milieu en Water и други срещу Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie, ОВ С 182 от 23.7.2005 г., стр.2.

⁶ Проучване съгласно член 17 от Регламент (ЕО) № 1/2003 на европейския газов и електрически сектор COM (2006) 851, виж Част б II.3 Пазарна интеграция, виж Част б II.3.5.3

Известен напредък е постигнат по отношение на развитието на достъпа до ежедневната трансгранична търговия. Това се изисква и от изменените насоки за управление на претоварването, които са задължителни от 1 януари 2008 г.

Националните регулатори и Комисията ще наблюдават отблизо прилагането на изменените насоки за управление на претоварването. Комисията е готова да започне процедури срещу нарушенията при неспазване на новите насоки.

4. КОМПЕНСАТОРЕН МЕХАНИЗЪМ МЕЖДУ ОПС

Регламент 1228/2003 предоставя също рамка, съгласно която компенсацията за използване на съседните мрежи вече не се базира на изрично определени такси за отделните сделки (трансгранични или транзитни такси), а на световен компенсаторен механизъм, основан на физическите потоци. Това е смислено при електрически мрежи с много затворени контури, при които противоположните търговски потоци се приспадат един от друг, като физическите потоци почти никога не съвпадат с договорното трасе.

Чрез процеса на флорентинския форум, на доброволен принцип, бе постигнат напредък по отношение на междуоператорния компенсаторен механизъм. Първото доброволно споразумение бе подписано през март 2002 г. между членовете на ЕОПС, въпреки че то все още включва трансгранична такса от 1 €/MWh, която бе събирана колективно или от сделки на внос и износ, според страната. През 2003 г., тази такса бе намалена на 0,5 €/MWh, като в крайна сметка през 2004 г. бе премахната.

Доброволното споразумение между ОПС се базира на метод, който представлява опростяване на действителността при трансграничните потоци. Това опростяване съдържа няколко недостатъка, които стават все по-неустойчиви и поради това не могат да бъдат поддържани от някои участници. ЕОПС са работили за подобряване на методологията и са представили така нареченият модел ПМРРИ (Подобрено моделиране за разпределение на разходите по инфраструктурата), който засяга някои от недостатъците на предишната система. Все пак, тъй като методът е твърде сложен и тъй като все още тече дискусия за принципите на метода с междуоператорния компенсаторен механизъм (МКМ), през 2007 г. се прилага нов междинен междуоператорен компенсаторен механизъм с някои подобрения.

Групата на европейските регулатори за електроенергията и газа (ГЕРЕГ) работи върху това насоките по междуоператорния компенсаторен механизъм да бъдат приети от Комисията с Регламент 1228/2003. Все пак, след няколко опита и няколко предложени метода, най-новият и най-обещаващият от които е методът ПМРРИ (Подобрено моделиране за разпределение на разходите по инфраструктурата), до края на 2006 г. споразумение в ГЕРЕГ не бе постигнато.

Комисията все още обмисля дали работата, извършена от ГЕРЕГ, в този случай, е достатъчно основание за приемане на насоките, с помощта на комисията по трансгранична електроенергия, учредена с член 13 от Регламент 1228/2003.

5. ХАРМОНИЗАЦИЯ НА ТАРИФИТЕ ЗА ДОСТЪП ДО МРЕЖАТА

Тарифите за достъп до преносната мрежа варират в много широки граници (виж също диаграмата в Приложение 2). Средната мрежова тарифа за товар, свързан към преносната мрежа – тарифа L, варира между около 2 €/MWh (Швеция) до около 27 €/MWh (Изт. Дания). Средната мрежова тарифа за генератор, свързан към преносната мрежа, тарифа G, варира от 0 €/MWh (в няколко държави-членки) до прикл. 1,8 €/MWh (Ирландия). Съществуват няколко фактора, обясняващи тези разлики. В допълнение към различните инфраструктурни разходи, тези тарифи могат да включват или да не включват загубите, локализационните сигнали, системни функции или такси, които не са пряко свързани с дейностите на ОПС. Тези различни такси са свързани със задължения, касаещи обществените услуги, като например подкрепа за източниците на възобновяема енергия и комбинираното производство на топло- и електроенергия, както и планирани невъзвръщаеми разходи.

Хармонизацията на тарифите е необходима за постигане на равностойно "игрално поле" на пазара на електроенергия и тя е един от основните въпроси, разглеждани в Регламент 1228/2003. Въпреки че подготовката на обвързващи насоки за размера на тарифите е в ход вече от няколко години в рамките на процеса на флорентинския форум, според регламента тези насоки не могат да бъдат приети независимо от насоките по междуоператорния компенсаторен механизъм. Проектонасоките за тарифиране на преноса се стремят към постепенно намаляване на интервала на вариране на тарифата G. Това е така, защото тарифата G е от по-голяма важност за равностойното "игрално поле" отколкото тарифата L.

6. ПРЕТОВАРВАНЕ

Следва да се отбележи, че формите на претоварване са станали по-изменчиви, въпреки че все още не съществува унифициран метод за събиране и публикуване на данни за възникването на претоварване. В миналото потоците, които често в миналото бяха най-вече обект на дългосрочни договори, се запазваха относително стабилни. Повишената изменчивост може да бъде разглеждана като показател за по-добре функциониращ пазар, което води до по интензивна търговия в двете посоки на междинносвързващите електропроводи. В някои случаи това може да се дължи и на нова търговска стратегия на участниците, които имат доминираща позиция на даден пазар: трансграничните обеми биват оптимизирани.

При пазарноопределени механизми, ОПС събират наеми за претоварването, които отразяват ценовата разлика между зоните и обема, търгуван по всеки междинносвързващ електропровод. На границите, където от известно време, се прилагат открити търгове, бяха събрани през 2005 г. (2004 г.)⁷ следните наеми: Германия 158 мил. евро (98 мил. евро), Холандия 48 мил. евро (35 мил. евро), Чешката Република 44 мил. евро (41 мил. евро), Полша 41 мил. евро (9 мил. евро) и Дания (граници с Германия) 28 мил. евро (19 мил. евро). В северните региони по системата за разделяне на пазара⁸ за сборното претоварване бяха събрани следните наеми: 48 мил. евро през 2004 г., 117 мил. евро през 2005 г. и 104 мил. евро през 2006 г. През 2006 г.

⁷ Информация, събрана от интернет страници на тръжни офиси. Предполага се, че наемът за всеки междинносвързващ електропровод се разделя 50-50 между участващите ОПС.

⁸ Nordel

бяха проведени няколко нови открити търга с цел да се замени задържането, методите на приоритетно разпределение по наследени договори или принципа на приоритетно разпределение към онези, които първи са дали заявка, които не са в съответствие с Регламент 1228/2003 или с решението на Европейския съд по дело C-17/03 .

Съгласно регламента, приходите от претоварване могат да бъдат използвани единствено за гарантиране на мощността, изграждане на инфраструктурата или за понижаване на мрежовата тарифа. За съжаление, най-честото приложение на приходите от претоварване е за намаляване на тарифата. Само в някои случаи се предпочитат инвестиции в мрежата (северните страни, Нидерландия). Съгласно изменените насоки за управление на претоварването, считано от 2007 г. регулаторите ще трябва да публикуват годишен доклад за събирането и използването на приходите от претоварване.

7. ДОСТЪП НА КРАЙНИТЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ДО ТРАНСГРАНИЧНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ

Границите между страните и контролните зони все още представляват сериозна пречка пред реалната интеграция на пазара. Средносрочната цел е регионална хармонизация на пазара и изграждане на нова инфраструктура, така че участниците в пазара да бъдат по-слабо възпрепятствани от границите, в сравнение с днешното положение. Това положение бе създадено най-вече за участниците в пазара на едро в региона на Северния басейн. Когато участниците в северния пазар оферира на спот пазара въз основа на предварително планиране, системата автоматично оптимизира използването на трансграничната инфраструктура. Балансиращият пазар също е интегриран и използва оферти от целия регион. Все пак, северният пазар все още не се разпростира директно до пазара на дребно, тъй като потребителите все още са задължени да използват доставчици, регистрирани в същата страна. Работата по създаването на реален северен пазар за крайни потребители продължава. Друг пример за интеграция на пазарите на едро са Германия и Австрия. Интеграцията на пазарите на дребно в тази зона все още се дискутира.

8. СИГУРНОСТ НА ДОСТАВКИТЕ

Първата година, през която регламентът бе в сила – 2003 г., се оказа трудна за сигурността на доставките на електроенергия. Италия преживя сериозно прекъсване на електроснабдяването през септември 2003 г. поради проблеми с връзките с Швейцария и поради неуспешно справяне с ограничаването на разпространението на аварията. Също така през септември 2003 г. сериозно прекъсване на електроснабдяването се случи и в южна Швеция и източна Дания. Прекъсвания на електроснабдяването с по-ограничени последици имаше през 2003 г. в Лондон и Хелзинки. Най-скорошното прекъсване в електроснабдяването - на 4 ноември 2006 г., оказва влияние върху цялата синхронизирана зона на Съюза за координиране на преноса на електроенергия (СКПЕ). Този инцидент първоначално възникна в северна Германия и доведе до разцепване на зоната на СКПЕ на три части и в последствие доведе до изключване на 10% от товарите в западната зона, с цел запазване на цялостта на преносната мрежа.

Тъй като значителни смущения в системата се случват много рядко, все още не е възможно да се правят заключения дали възможността за възникването на прекъсвания в електроснабдяването е по-висока или по-ниска в сравнение с времето преди увеличаването на трансграничния пренос. Все пак, от италианското прекъсване на електроснабдяването става ясно, че ОПС не са разполагали с достатъчна рамка за гарантиране на експлоатацията на системата на високо ниво, в европейски мащаб. Сътрудничеството се е базирало на необвързващи препоръки, при липса на мониторинг и влизане в сила на тези препоръки. Впоследствие СКПЕ започна да работи за промяна на препоръките в наръчник от правила, които да влязат в сила и да бъдат мониторираны чрез обвързващо споразумение между всички ОПС, членове на СКПЕ. Този процес все още не е завършен, въпреки че е постигнат значителен напредък.

Бе проведена дискусия, по специално по време на процеса на флорентинския форум, дали на европейско ниво са необходими обвързващи правила за сигурност. Това вече е възможно чрез регламента, въпреки че Комисията до днес не е избрала да направи предложение.

Скорошният доклад на ЕОПС за генерационната адекватност⁹ показва, че не съществуват сериозни опасения за по-голямата част от европейската мрежа до 2012 г. След 2012 г. ситуацията може да стане критична, ако инвестициите се осъществяват с по-бавно от предвиденото темпо. Ситуацията може да се промени много бързо, ако бъдат обявени нови инвестиции, като например в Италия, Испания, Холандия и Германия. Северните страни зависят на валежите, поради високия дял на хидроенергетиката. Следователно капацитетът за генериране на мощност се превръща в проблем през сухи години, като например 2006 г.

Докладът на ЕОПС взема предвид влиянието на трансграничните връзки върху генерационната адекватност на регионално ниво като предполага, че ОПС няма да прекъсват междинносвързващите електропроводи едностранно в случай на пикове в консумацията. Все пак, поведението на някои ОПС при такива пикове не може да се предвиди. Някои примери показват, че вътрешните потребители могат да бъдат предпочетени пред чуждестранните. Това е нарушение както на Директива 2003/54 за общите правила за вътрешния пазар на електроенергия¹⁰ и на Директива 2005/89 за мерките за запазване на сигурността на електроснабдяването и инфраструктурните инвестиции¹¹. По-нататъшните дискусии по този важен въпрос ще се състоят в контекста на приложението на последната директива.

9. ЛОКАЛИЗАЦИОННИ СИГНАЛИ

Локализационните сигнали са фундаментално изискване за функционирането на пазара на електроенергия. Локализационните сигнали се отнасят до всички тарифи за пренос или условия, които влияят върху конфигурацията на генериращите мощности в краткосрочен план и на избора на места за електроцентрали от ново поколение както и на места за потребители, интензивно използващи електроенергия, в дългосрочен план.

⁹ Генерационна адекватност - оценка на взаимосвързаните европейски енергийни системи 2008-2015 г., май 2006 г., ЕОПС

¹⁰ ОВ L 175 от 15.7.2003 г., стр. 37

¹¹ ОВ L 33 от 4.2.2006 г., стр. 22

Понастоящем ефектите от претоварвания осигуряват най-важния локализационен сигнал на пазара на електроенергия в ЕС. Всъщност наличието на претоварване означава, че пазарът е разделен на ценови зони, като претоварването поддържа ценова разлика между зоните. Това е силен сигнал, когато една компания прави избор къде да инвестира в генериращи мощности. В допълнение, в някои страни (Обединеното кралство, Швеция и Норвегия) в тарифата за достъп до мрежата е включен и елемент на локализационен сигнал. Този сигнал се предполага че влияе както върху краткосрочното поведение (разпределение на товарите), така и върху дългосрочното поведение (инвестициите). Все още не съществуват валидни за цяла Европа локализационни сигнали по отношение на тарифите, които да допълват сигналите, отразяващи претоварването. Може да се наложи хармонизация на мрежовите тарифи преди да бъде възможно разумното включване на валиден за цяла Европа локализационен сигнал, включен в тарифите.

Това е основен въпрос, касаещ локализационните сигнали в някои държави-членки, особено в някои големи държави със зона на унифицирани цени, където претоварването не е ясно разграничимо. Например, в Германия се отбелязва висока степен на използване на вятърната енергия в северните части на страната, в които мощност се разпределя приоритетно. Въпреки, че съществува претоварване между северната и южната част на Германия, поддържането на единна ценова зона означава, че не съществува локализационен сигнал за конвенционалните генератори. Поради поддържането на единна ценова зона южна Швеция и южна Австрия също изпитват липсата на локализационни сигнали за генерирането на електроенергия. Във Франция съществува единна ценова зона за електроенергия и зонална тарифа за газ: тя създава претоварване в електрическата преносна мрежа, при което, би било по-икономично да се транспортира първична енергия вместо електроенергия. Очаква се методите на разпределение, основани на потока, да предоставят повече информация за местонахождението на "тесните места" на електроенергийната система.

10. ЗАКЛЮЧЕНИЯ

През периода, когато пазарите на електроенергия в Европа бяха отворени, се наблюдаваше устойчиво но незначително увеличение на трансграничните потоци. Основната движеща сила бе възможността за търговия между ценови зони с разлики в цената. Методите за изчисляване и разпределяне на мощността се развиха с вероятност за по-нататъшно подобряване, което трябва да дойде като резултат от изменените насоки за управление на претоварването, приети през ноември 2006 г., които ще изискват методи, базирани на по-широка регионална оптимизация на използването на мрежата вместо съсредоточаване върху двустранната търговия между две съседни страни. Това също така ще осигури по-сигурно управление на физическите потоци.

Все пак, съществуват индикации, че преносната мрежа понякога функционира на границата на физическите си възможности. Прекъсванията на електрозахранването в Италия през 2003 г. и в СКПЕ през 2006 г. показаха колко скъпо струващ може да бъде всеки инцидент по преносната мрежа, която обслужва цяла Европа. Следователно е съществено увеличаването на търговската дейност да бъде съпроводено с по-координирана експлоатация на мрежата и изграждане на нова инфраструктура, включително и надграждане на съществуващите линии, изграждане на нови линии и ако е необходимо - инвестиции в други компоненти на мрежата. Поради локалния

характер на електроенергията, този потенциал за увеличение не е неограничен, но все още съществува значително поле за оптимизиране на съществуващите ресурси за пренос. Като се има предвид казаното, увеличаването на потоците, само по себе си, не е цел. По-скоро целта е възможността за създаване на потоци, която е необходимо условие за трансгранична търговия и основен елемент за доброто функциониране на вътрешния пазар на електроенергия.

Европейският пазар все повече се базира на регионалната концепция. Първоначално тя се развиваше по естествен път вследствие на физическите реалности, касаещи мрежата. С определянето на регионите в изменените насоки за управление на претоварването и с разработването на регионални инициативи за електроенергия от ГЕРЕГ, регионалният подход получи официален статут. Все пак, регионалният подход следва да се счита за прагматичен инструмент за постигане на общ европейски пазар. Това по начало не е основна причина за съществени вариации на пазара на електроенергия между регионите.

Изменените насоки за управление на претоварването влезе в сила на 1 декември 2006 г. Насоките на междуоператорния компенсаторен механизъм и насоките за хармонизация на тарифите са в процес на подготовка и следва да бъдат приети през 2007 г. от Комисията. С тези насоки ще бъдат спазени правилата, предвидени от Регламент 1228/2003, с изключение на правилата за безопасност и надежност. Същевременно стана ясно, че съществува необходимост да бъдат засегнати редица въпроси, по които регламентът не предвижда подробни насоки. Следният експериментален списък съдържа текущи въпроси, свързани с трансграничната търговия, като само някои от тях напълно се покриват от регламента. Все пак повечето от тях вече са обхванати от различни инициативи на ГЕРЕГ:

- (1) Правила за безопасност и надежност: правила между ОПС за гарантиране на безопасната експлоатация на мрежата. В член 8 от Регламент 1228/2003 вече се съдържа мандат за приложение на насоките от страна на Комисията.
- (2) Правила за свързване: управляващи връзката между ОПС и потребителите (генератори, оператори на разпределителната мрежа и големи крайни клиенти).
- (3) Правила за търговия с електроенергия: хармонизация на търговските спогодби, графици и продукти, включително и търговия в рамките на деня.
- (4) Правила за прозрачност: подробни правила за обмен на данни и публикации между участниците в пазара. Правилата за прозрачност вече се засягат в изменените насоки за управление на претоварването.
- (5) Правила за балансираща и резервна електроенергия: насочени към по-нататъшна интеграция на пазарите за балансираща и резервна електроенергия. Трансграничното балансиране вече се разглежда в изменените насоки за управление на претоварването.
- (6) Правила за обмен на данни и разрешаване на спорове: насочени към интеграция на пазара на дребно чрез достатъчно хармонизирани правила за обмен на данни и разрешаване на спорове.

- (7) Правила за определяне на инвестиционни стимули, включващи локализационните сигнали: предоставяне на европейска рамка за ефективни инвестиционни сигнали, както за инвестиции в генериращи мощности, така и в мрежата.

Необходимостта от тези правила и степента на тяхното детайлизиране все още подлежат на обсъждане, като са необходими по-нататъшни проучвания за осигуряване на необходимите данни. Все пак, вече е очевидно, че за по-нататъшната интеграция на вътрешния пазар е необходим ясен набор от правила, какъвто е изработен в съобщението на Комисията относно перспективите за вътрешния пазар на електроенергия и газ¹². Много от тези правила вече съществуват, но на национално ниво или на ниво компании, с различна степен на надзор от страна на националните регулатори. Несъвместимостта на тези правила може да се окаже една от най-големите пречки пред интеграцията на пазара. Съобщението за перспективите пред вътрешния пазар на газ и електроенергия доразвива въпроса за ролята на регулаторите при подготовката, мониторинга и прилагането на тези правила и начина на участие на ОПС в този процес.

¹²

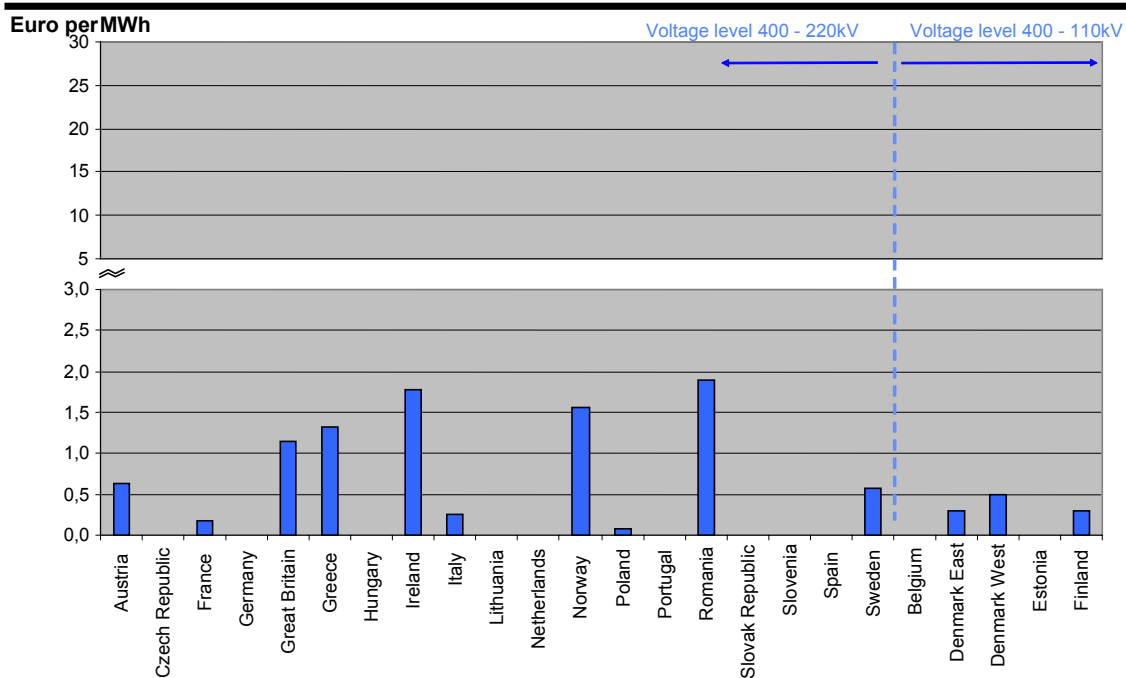
Перспективи за вътрешния пазар на електроенергия и газ, COM(2006)841

Разпределение с един ден напред (актуализирано през януари 2007)



Приложение 2: размер на тарифите за пренос в Европа (источник - доклад на ЕОПС от 2006 г.: ЕОПС - Преглед на тарифите за пренос в Европа: синтез 2005 г.)

Обхват на компонентите G, платени през 2005 г. от производителите в Европа.



Обхват на компонентите L, платени през 2005 г. от потребителите в Европа.

