

Последние изменения на электрических рынках Великобритании

Кейт Тоуви

Директор по энергетике, Low Carbon Innovation Centre

Факультет наук об окружающей среде, Университет Восточной Англии, Норидж NR4 7TJ
Великобритания.

Телефон: +44 – (0)1603 - 592553

Email: k.tovey@uea.ac.uk

РЕЗЮМЕ

В 1990 году британская электроэнергетика (генерация и энергоснабжение) была приватизирована, и в течение следующих 11 лет доступ к энергетическому пулу был открыт только для генерирующих компаний. Генерирующие компании фактически устанавливали цены на электроэнергию для энергоснабжающих организаций, а, следовательно, и для конечных потребителей. В этот период существовала значительная потребность в сильном регулирующем органе, способном предотвратить ценовые сговоры. Уменьшение государственного регулирования в сфере энергоснабжения происходило постепенно, и к концу 1999 все потребители в Англии и Уэльсе получили возможность приобретать электроэнергию у любого поставщика, а не только у бывших региональных монополистов.

За приватизацией наступил период общей стабильности в генерации и электроснабжении, но, начиная с 1995 года, в отрасли наблюдается постоянный рост числа сделок по слиянию, поглощению и разделению компаний. Некоторые компании решили отказаться от непрофильных активов и сосредоточить свои усилия только в одной области, другие же избрали путь вертикальной интеграции. В 2001 вступил в силу новый порядок торговли электроэнергией (НПТЭ), предусматривающий использование двусторонних торговых соглашений и балансировку ценовых предложений покупателей и поставщиков, которая гарантирует надежность поставок. В последние годы существования пула оптовые цены упали на 20 %, такое же падение цен произошло за первый год работы балансирующего механизма. Впрочем, в последние 9 месяцев (начиная с середины 2003 года), цены резко выросли под влиянием растущих цен на газ, и теперь превышают цены на момент введения НПТЭ.

Другие изменения в структуре энергоснабжения также повлияли на величину тарифов или скажутся на ней в ближайшее время. В частности, можно ожидать, что недавно принятые Обязательства по использованию возобновляемых источников энергии и обнародованные планы квотирования углеродных выбросов вскоре отразятся на уровне цен. В данном докладе рассматриваются последние изменения на рынке электроэнергии, а также приводится расширенный вариант прошлогоднего обзора состояния отрасли в последние 20 лет (Тоуви, 2003).

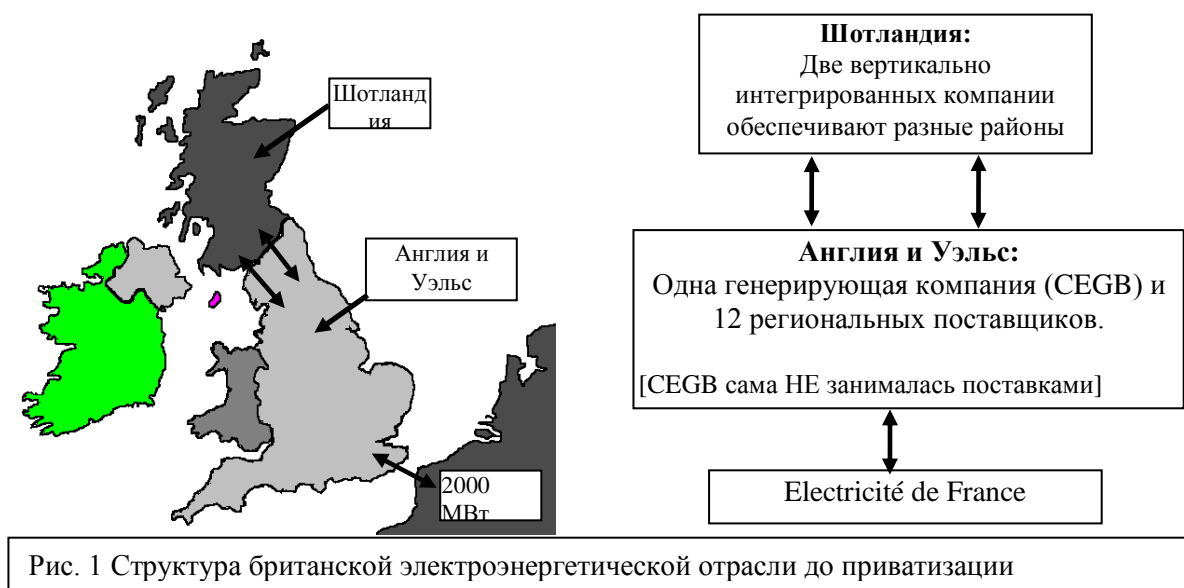
ВВЕДЕНИЕ

За последние 20 лет средний ежегодный рост спроса на электроэнергию в Великобритании составил 1,8%, а в начале этого десятилетия он уверенно держится на уровне выше 2%. Чистый спрос на электроэнергию в Великобритании составляет 370 ТВт·ч в год (DTI¹, 2003). Менее 50 из этих 370 ТВт·ч вырабатывается в Шотландии (Scottish Executive, 2003), и менее 20% передается на юг, в Шотландию и Уэльс. Электроэнергетическая отрасль Шотландии всегда отличалась по своей структуре от энергетики Уэльса и Англии. В Шотландии, как до приватизации отрасли 1 апреля 1990 года, так после нее, существовало две вертикально интегрированных компании, предоставлявших весь ряд услуг от генерации и высоковольтной передачи до энергоснабжения конечных потребителей. Сначала эти компании были государственными монополиями, разграниченными по географическому признаку; после приватизации они получили названия Scottish Power и Scottish Hydro-Electric. Последняя сейчас входит в Scottish and Southern Group.

¹ Министерство торговли и промышленности Великобритании

До приватизации в Уэльсе и Англии существовала одна генерирующая компания (Центральное электроэнергетическое управление, CEBG); сбыт электроэнергии конечным потребителям производился через 12 региональных электрических управлений по территориальному признаку. Рис. 1 иллюстрирует положение отрасли до приватизации, данные по различным электрическим управлениям приведены на рис. 2.

В Шотландии всегда существовал избыток генерирующих мощностей, вырабатывавших электроэнергию для Уэльса и Англии. В 1990 году 8% произведенного в Шотландии электричества было передано в Англию и Уэльс, к 2000 эта доля выросла до 25% (Scottish Executive, 2003). Сетевое соединение с Северной Ирландией было налажено совсем недавно, но 2 ГВт французский канал постоянного тока используется с середины 80-х. Сейчас обсуждается возможность создания объединяющей линии с Норвегией (с пропускной способностью в 1320 МВт) и с Голландией (также 1320 МВт).



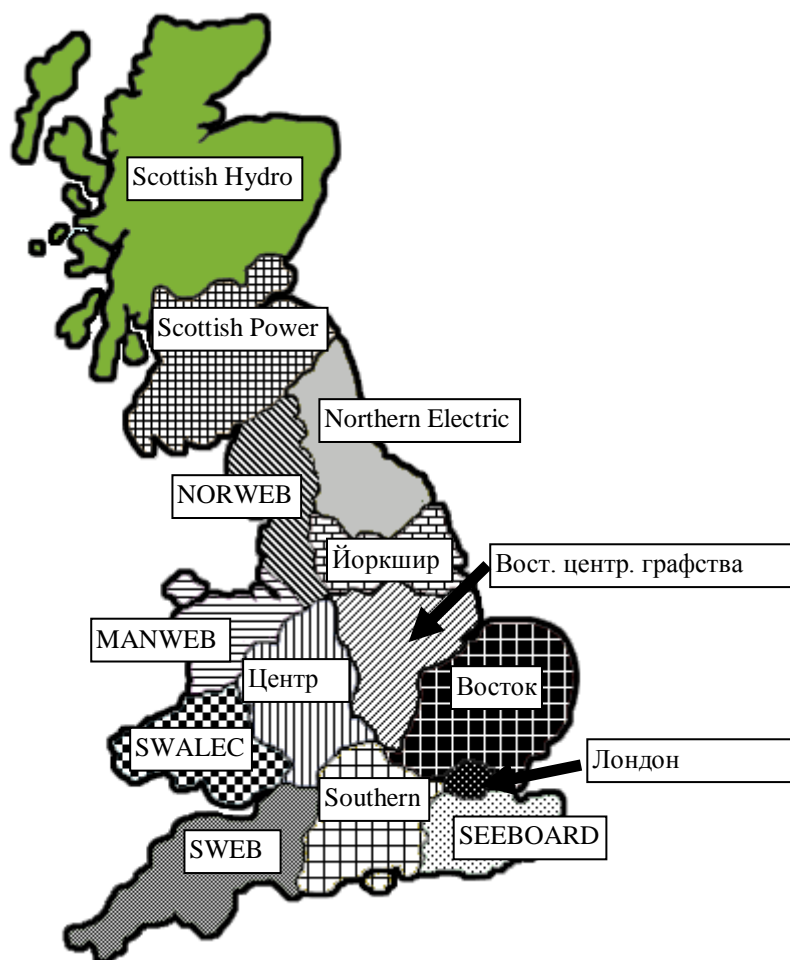


Рис. 2. Региональные электроэнергетические компании (РЭК) на момент приватизации в 1990 году. Scottish Power и Scottish Hydro вертикально интегрированы и занимаются как генерацией, так и распределением. В Англии и Уэльсе компании занимаются только поставкой, но не генерацией.

Англия и Уэльс не только получают электроэнергию из Шотландии, но и передают ее на юг. Это связано с тем, что большинство генерирующих мощностей расположено на севере страны, а большинство потребителей – на юге. Как следует из таблицы 1, структура топливопотребления за последние 14 лет значительно изменилась. На долю АЭС в целом по Великобритании приходится чуть более 20% выработки, но в Шотландии этот показатель превышает 40%. В Шотландии, где 10% выработки приходится на ГЭС, только 50% электричества вырабатывается при использовании ископаемых видов топлива.

Таблица 1. Структура британского топливного баланса

	1990 (приватизация)	2001 (введены НПТЭ)	2002	2003
Уголь	62.9%	37.4%	35.4%	38.1%
Мазут	10.6%	1.7%	1.5%	1.9%
Газ	0.7%	31.5%	33.6%	31.6%
АЭС	20.5%	24.5%	24.3%	23.7%
ГЭС	0.6%	0.4%	0.5%	0.3%
Прочие возобновляемые источники	1.1%	2.3%	2.5%	2.7%
Прочее топливо		1.2%	1.3%	1.5%
Импорт (Франция)	3.8%	1.1%	0.9%	0.2%

В 2003 году продолжительный спад в потреблении угля сменился ростом (за счет сокращения расхода газа). Параллельно произошло сокращение импорта электричества из Франции, и в третьем квартале 2003 Великобритания впервые добилась положительного сальдо во внешнеторговом энергетическом балансе. На долю возобновляемых ресурсов пришлось 3% общего объема выработанной электроэнергии, что заметно ниже поставленной британским правительством цели в 4,3%.

В 90-е годы Великобритания стала одной из немногих стран, значительно сокративших выбросы углекислого газа. Это связано в первую очередь с изменением структуры потребления топлива в электроэнергетике. В последние несколько лет, впрочем, наблюдается обратная тенденция, и хотя сейчас объемы углекислого газа заметно ниже уровня 1990-го года, страна с большой вероятностью не сможет выполнить свою 20-летнюю программу по сокращению вредных выбросов. Так в 2003 был отмечен 5-процентный прирост углекислых выбросов в электроэнергетике. Национальный план квотирования углеродных выбросов, опубликованный в апреле 2004 года, окажет значительное влияние на отрасль. Согласно плану, в 2004 суммарный объем выбросов в электроэнергетике не должен превышать 83,6% от уровня 2002 года – это самое резкое сокращение нормативов в Великобритании.

В отличие от России, в Великобритании очень немного теплоэлектростанций, и ни одна из них не принадлежит крупнейшим энергетическим компаниям. Не существует инфраструктуры для обеспечения систем теплоснабжения мегаполисов, также нет оснований полагать, что в Великобритании появятся подобные системы. Впрочем, существует множество мелких теплоэлектростанций в университетах, больницах и т.д., средняя мощность которых составляет 650 кВт (максимальная мощность – 10 МВт). В отличие от России, у нас нет центрального отопления в городах – теплоснабжением дома обеспечиваются в индивидуальном порядке.

В британской атомной электроэнергетике используется особый вид реакторов. За исключением одного реактора, охлаждаемого водой под давлением, все остальные реакторы – газоохлаждаемые и относятся либо к старому типу MAGNOX, либо к современным реакторам с газовым охлаждением (AGR). Реакторам MAGNOX уже почти 40 лет, и многие из них будут заглушены в ближайшие 5 лет. На данный момент строительство новых ядерных реакторов в Великобритании не планируется.

В Великобритании передача и распределение электроэнергии рассматриваются по отдельности. В Англии и Уэльсе высоковольтной передачей считается передача электричества под напряжением не менее 275 кВт. Под распределением понимается передача электроэнергии при напряжении в 132 кВт или ниже, производимая операторами распределительных сетей (ОРС). В первой половине 90-х ответственность за распределение входила в функции региональных электроэнергетических компаний (см. рис. 2), т.е. РЭК и ОРС фактически были неразделимы. За магистральную передачу электроэнергии отвечала системный оператор – сетевая компания National Grid. В Шотландии две вертикально интегрированных компании занимались как магистральной передачей, так и распределением электроэнергии, граница между которыми проходила по напряжению в 132 кВт (а не 275 кВт, как в Уэльсе и Англии).

ВЛИЯНИЕ ПРИВАТИЗАЦИИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПУЛ

Схема приватизации британских генерирующих активов и механизм работы электроэнергетического пула, включая нестандартные инструменты определения предельной системной цены, были подробно рассмотрены в работе Кейта Тоуви (2003). Основные выкладки приведены кратко ниже и на рис. 3. Сфера деятельности энергетического пула охватывала Уэльс и Англию, а в Шотландии сохранилась старая схема работы двух компаний.

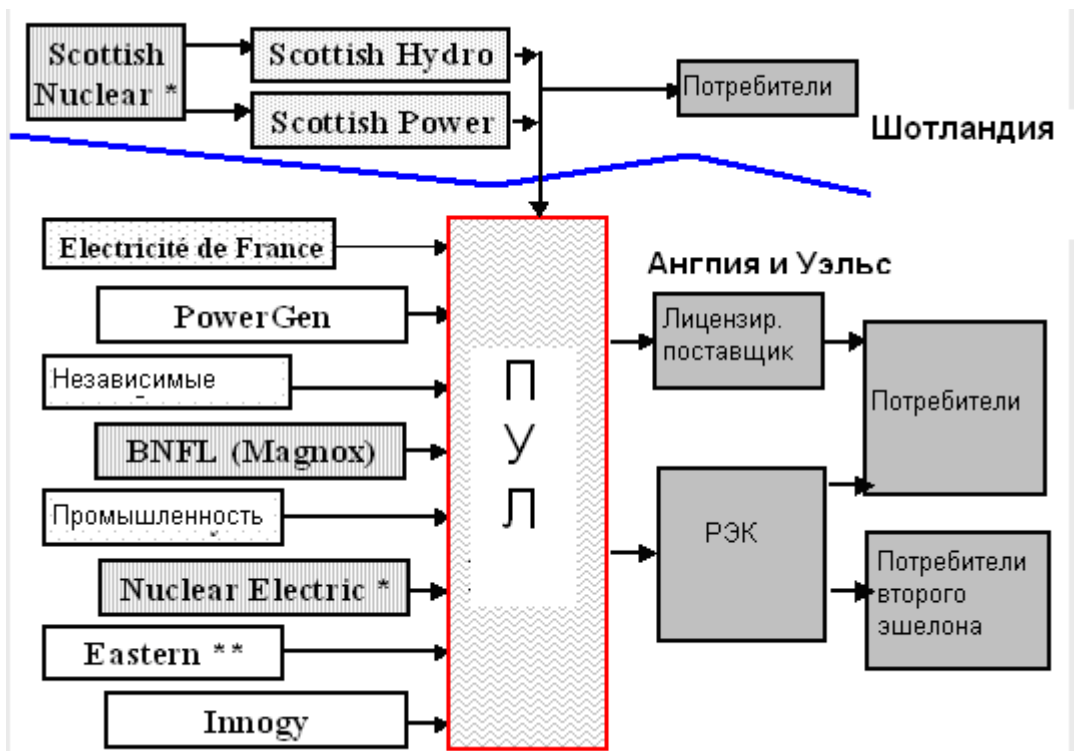


Рис. 3. Схема работы британского пула в конце 90-х. Список генерирующих компаний менялся, приведенный список соответствует положению на 1998 год.

В рамках пула цены на электроэнергию определялись рыночным механизмом торгов среди поставщиков, который, хотя и обеспечивал большую независимость рынка, чем в других странах, имел свои недостатки. Несмотря на появление новых независимых генерирующих компаний, большая тройка (PowerGen, National Power и Nuclear Electric) диктовала свои условия на рынке и давала поводы для подозрений о ценовом сговоре. Регулирующему органу (сначала Службе по регулированию электроэнергетики, а затем OFGEM) пришлось вмешаться и обязать эти три компании продать часть их генерирующих активов, что привело к появлению дополнительных игроков (см. рис. 3). Работа системного оператора (National Grid) контролировалась недостаточно жестко, и отсутствовали стимулы к сокращению издержек путем улучшения диспетчеризации. Другим серьезным недостатком системы было отсутствие возможностей предложения цены со стороны покупателей. Для устранения этих недостатков 27 марта 2001 года на территории Англии и Уэльса был введен новый порядок торговли электроэнергией (NETA). Сейчас ведутся переговоры о возможности распространения расширенной версии NETA под названием BETTA на Шотландию.

На протяжении 90-х в стране существовало два регулирующих органа: OFFER (Служба по регулированию электроэнергетики) и OFGAS (Служба по газовому регулированию). В июне 1999 года было решено, что газовый и электрический рынки очень тесно связаны, и два этих органа были слиты в один – OFGEM (Служба по газовому и электроэнергетическому рынкам). Тогда же стало понятно, что регулирующий орган в своей работе не застрахован от конфликтов интересов, и в 2000 была учреждена новая организация – ENERGYWATCH. Сейчас ENERGYWATCH плотно сотрудничает с OFGEM, руководствуясь заключенным ранее протоколом о намерениях. В 2002 году произошло объединение системного оператора (National Grid) с газовым оператором (TRANSCO); новая организация получила название National Grid Transco (NGT).

В Уэльсе и Англии наблюдалось заметные региональные различия в тарифах на распределение электроэнергии, но ставки на высоковольтную передачу были едиными. Это означало, что потребители на севере страны субсидировали потребителей на юге, а южные генерирующие компании субсидировали своих северных конкурентов.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОСЛЕ ПРИВАТИЗАЦИИ

Последние 14 лет можно разбить на два основных этапа. Хотя крупные потребители (>1 МВт) могли выбирать поставщиков с 1990 года, а компании среднего размера (> 100 кВт) – с 1994, население получило возможность такого выбора только в 1999 году. Начиная с 1999, в структуре предложения произошли значительные изменения. Здесь, впрочем, следует отметить несколько важных событий первых послереформенных лет: (i) приобретение генерирующей компанией PowerGen электрической компании East Midland Electricity; (ii) захват компанией Scottish Power рынков Северного Уэльса и Мерсисайда (на карте обозначены как MANWEB); (iii) образование Scottish and Southern Group путем слияния Scottish Hydro-Electric и Southern Electricity; (iv) разделение генерирующей компании National Power на International Power и Innogy (последняя, приняв название nPower, взяла на себя энергоснабжение центральных графств). Кроме того, произошло слияние всех электроэнергетических компаний на северо-западе страны (объединенная компания получила название United Utilities). На рис. 4 представлена карта генерирующих компаний по состоянию на вторую половину 90-х (ср. с рис. 2). Следует отметить, что географическое разделение регионов за это время не изменилось.

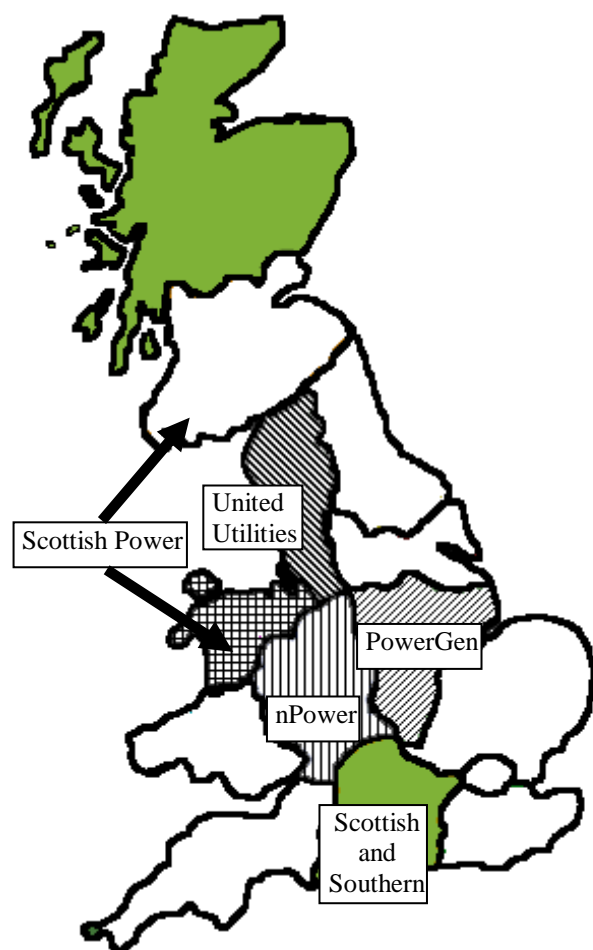


Рис. 4. Изменения в распределительных компаниях в 90-е годы. Белым показаны те регионы, в которых не произошло изменений.

До дерегулирования 1999 года цены на электричество для бытовых потребителей (которые не могли тогда воспользоваться благами конкуренции) рассчитывались по формуле:

$$RPI - X + E + F,$$

где

RPI – индекс потребительских цен (т.е. мера инфляции за год),

X – фактор, задаваемый регулирующим органом (изначально 5–8 %, постепенно сокращается),

E – фактор эффективности, который компания может изменить в том случае, если прибыль, получаемая от этого изменения, направляется на хранение в Фонд энергосбережения.

F – налог на использование ископаемых видов топлива (изначально составлял 10%, но к концу 90-х был постепенно снижен до 2%, а затем и полностью отменен). До 1998 эти налоговые поступления использовались для поддержки атомной энергетики, а потом – для стимулирования использования возобновляемых источников энергии. Под влиянием этого фактора цены на электроэнергию сразу после приватизации несколько выросли, но к 1998 году тарифы для населения, даже с учетом НДС, введенного в 1994, в реальном выражении были ниже, чем в 1990.

После дерегулирования отрасли эта формула была постепенно упрощена.

Дерегулирование розничного рынка энергоснабжения (объемом в 20 млн домохозяйств) в Великобритании было начато 5 сентября 1998 года и закончено за 9 месяцев. В результате реформы все потребители получили право выбирать поставщиков электроэнергии. Во многих случаях с местными электрическими компаниями конкурировали электрические компании из соседних регионов, также появились и новые, независимые, игроки, не имеющие жесткой

географической базы. Некоторые из этих компаний не выдержали конкурентной борьбы и, как Atlantic Electricity and Gas, оказались на грани банкротства.

Раньше смена поставщиков позволяла экономить значительные средства. Приведу пример из собственной практики: в середине 1998 года автор этого доклада платил 7,48 пенсов (3,7 рубля) за кВт-ч, в апреле 2003 – 5,62 пенса (около 2,8 рубля). Однако такое сокращение расходов коснулось только тех потребителей, кто переходил от одного поставщика к другому, для остальных же экономия была намного меньше. В конце 2003 – начале 2004 гг. многие поставщики подняли цены в ответ на резкое увеличение стоимости газа, однако и сейчас цены остаются намного ниже уровня 1998 года.

Существует большое количество разнообразных тарифов, и многие компании пытаются закрепиться на рыночных нишах. Так, некоторые компании поставляют электричество по сравнительно высоким постоянным ставкам и заниженным киловаттным тарифам, другие компании повышают свой тариф, но отказываются от фиксированных ставок. Понятно, что последний тариф предназначен для мелких потребителей, а первый – для крупных. Поэтому ни в одном районе нельзя выделить компанию, которая бы подходила всем потребителям. Некоторые тарифы называются «зелеными», так как способствуют увеличению производства электроэнергии из возобновляемых источников; во многих случаях эти тарифы несколько выше стандартных. Некоторые компании предлагают скидки при оплате через интернет, а некоторые вообще отказались от традиционных форм оплаты счетов.

Тарифы зависят от трех факторов, которые, впрочем, не представляются отдельно в счетах, высылаемых клиентам. По-видимому, это отсутствие прозрачности счетов можно полагать недостатком существующей системы, хотя некоторые исследователи полагают, что большинству бытовых потребителей интересна только конечная цена. Эти три фактора:

- i) Тариф за электроэнергию (генерацию),
- ii) Плата за использование местной распределительной сети. Эта плата будет одинаковой для всех клиентов всех поставщиков электроэнергии в регионе,
- iii) Плата за счетчик.

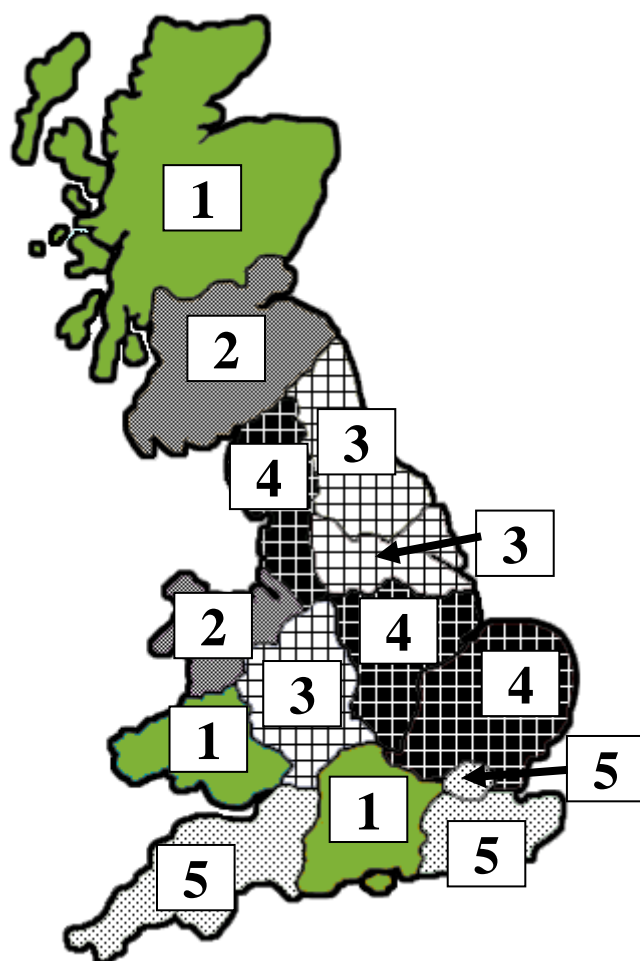
До реформы рынка все три суммы взимались местной энергетической компанией, но в последние 5 лет произошли серьезные изменения. Так, появились компании, специализирующиеся на приборах коммерческого учета, в первую очередь, компания Siemens Metering, которой принадлежит 50% этого рынка.

В последние несколько лет также произошли изменения в отраслевой структуре собственности. Все большую активность проявляют зарубежные игроки, в особенности, из Франции, Германии и США. Один из ранних примеров – поглощение группы Eastern, мощности которой сосредоточены на востоке Англии, американской компанией TXU. В ходе приватизации Eastern провела вертикальную интеграцию, купив у PowerGen и National Power несколько угольных электростанций, которые, к слову, были очень старыми и низкоэффективными. После введения NETA и ужесточения конкурентной борьбы оптовые цены на электричество упали почти на 40% от уровня 1998 года, и многие генерирующие компании, в частности, TXU, свернули свои сбытовые операции. Генерирующие активы TXU были выкуплены PowerGen вместе с одной из угольных станций, а распределительные сети – London Electricity Group, к этому времени вошедшей в Electricité de France.

Electricité de France также поглотила компании SEEBOARD и SWEB, а PowerGen – United Utilities (бывшую NORWEB). Одновременно с этим, nPower поглотила энергетическую компанию в Йоркшире и северных английских графствах, а Scottish and Southern (созданная на основе Scottish Hydro и Southern Electricity) приобрела SWALEC (компанию в Южном Уэльсе). Ситуация на 2004 год представлена на рис. 5.

Если тарифы за распределительные услуги всегда варьировались в зависимости от региона, то тарифы за высоковольтную передачу приобрели региональную специфику совсем недавно. Впрочем, внутри регионов тарифы за высоковольтную передачу электроэнергии не меняются (как

и само зонирование). Следует отметить, что в каждом регионе есть свой монополист, хотя почти все энергетические компании представлены в большинстве регионов. Обычно тарифы других компаний выгоднее тарифа локального лидера.



Карта энергоснабжения в 2004

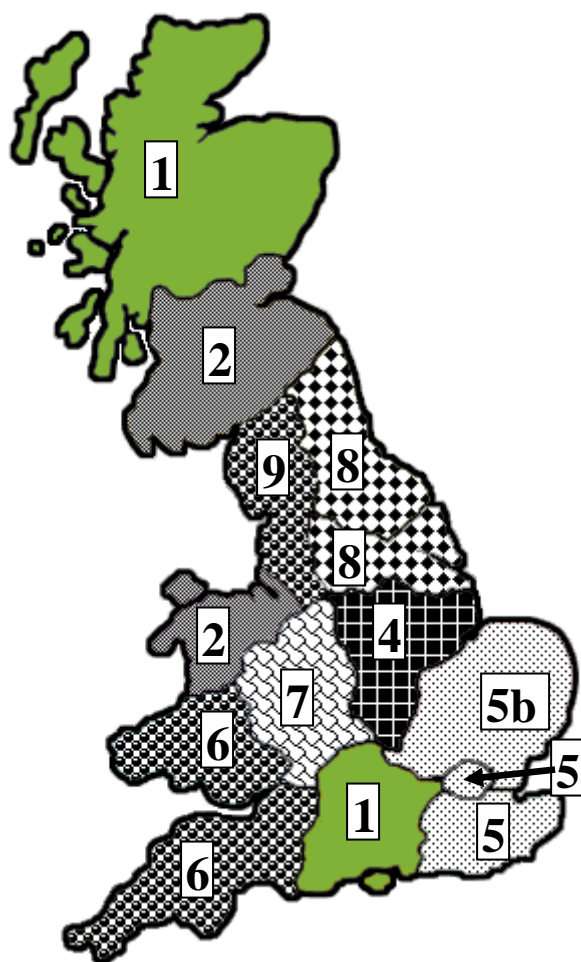
1. Scottish and Southern Group:
 - Scottish Hydro Electric
 - Southern Electric
 - South Wales (SWALEC)
2. Scottish Power Group:
 - Scottish Power
 - MANWEB
3. nPower
 - центральные графства
 - Йоркшир
 - Северные графства
4. PowerGen
 - Восточные центральные графства
 - Восточные графства
 - NORWEB
5. Electricité de France:
 - Лондон
 - SEEBOARD
 - SWEB

Рис. 5. Данная иллюстрация совместно с рис. 2 и 4 демонстрирует изменения в структуре британской электроэнергетики в последние 14 лет. Компании в зонах 1 и 2 принадлежат британским фирмам, 3 и 4 – немецким, 5 – французской.

Некоторые из недавно созданных компаний были поглощены старыми компаниями, образованными по географическому принципу. В нескольких случаях это было связано с финансовыми трудностями новых компаний – например, такая судьба постигла Atlantic Electricity and Power.

ИЗМЕНЕНИЯ В РАБОТЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Как видно на рис. 6, произошли серьезные изменения и в сфере распределения электроэнергии. Если до конца 90-х большинство региональных электрических компаний также выполняли функции операторов распределительных сетей, то сейчас многие компании сосредотачивают свои усилия на генерации и отказываются от сетевых активов. Только в 7 из 14 регионов высоковольтной передачей и распределением электроэнергии занимаются одни и те же компании. Некоторые компании, в частности PowerGen, выполняют функции сетевого оператора лишь в отдельных районах.



Операторы распределительной сети в 2004:
Обозначения совпадают с обозначениями на рис. 5.

1. Scottish and Southern: в регионе SWALEC в роли оператора выступает Western Power (6)
2. Scottish Power
4. PowerGen только в восточных центральных графствах. Оператор в восточных графствах – EDF (5b), в регионе NORWEB – PPL
5. Electricité de France (EDF). Оператор в Лондоне и регионе SEEBOARD, а также 5b. Оператором в регионе SWEB выступает PPL.
6. Western Power Distribution: PPL – американская компания, занимающаяся распределением электроэнергии в регионах SWEB, SWALEC и NORWEB.
7. Aquila: американская компания, работающая в центральных графствах.
8. Northern Electric и Yorkshire Electric Distribution: обе принадлежат Mid American Energy.
9. United Utilities: британская компания.

Рис. 6. Операторы распределительной сети (2004). Обратите внимание на отличия от рис. 2, 4 и 5. Только в 50% районов генератор и сетевой оператор совпадают.

НОВЫЙ ПОРЯДОК ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

Новый порядок торговли электроэнергией (NETA) вступил в силу 27 марта 2001 года и внес кардинальные изменения в энергосбытовую практику в Англии и Уэльсе (но не в Шотландии). Подробный анализ механизма работы NETA можно найти в работе Тоуви (2003) и официальных документах регулирующих органов (например, OFGEM, 2000). Ниже приводится краткое описание схемы работы NETA.

В отличие от старой, пуловой, системы, в соответствии с NETA большинство сделок с электроэнергией заключается за пределами балансирующего механизма. Ценовые предложения поступают как от поставщиков, так и от клиентов, что устраняет возможность ценового сговора, существовавшую в старой системе. Новый порядок особенно выгоден тем генерирующим компаниям и поставщикам, которые могут гарантировать определенный уровень поставок, а также тем, кто может гарантировать гибкую политику в отношении изменений выработки/спроса в последний момент. И наоборот, те поставщики, которые не могут гарантировать определенный уровень выработки, оказываются в финансово менее выгодном положении. Сбои оборудования могут привести к серьезным потерям. Безопасность системы поддерживается за счет механизма балансировки, хотя более 95% электроэнергии продается за рамками балансирующего механизма посредством двусторонних сделок или договоров, заключаемых через брокеров. Системный оператор (National Grid Transco) в этих сделках не участвует, но компании обязаны извещать его о масштабе сделок (в МВт-ч, но не в денежном исчислении). Ограничения по срокам отсутствуют, поэтому зачастую один и тот же объем электроэнергии несколько раз продается на полчаса вперед.

Торговые операции ведутся получасовыми заявками по каждому дню по каждому элементу БМ (балансирующего механизма). Обычно, элемент БМ – это блок электростанции или несколько небольших блоков. Элементом БМ со стороны спроса будет один крупный потребитель или группа мелких клиентов. Окончательная торговая позиция по элементу БМ должна объявляться за час до начала указанного получасового интервала. До 12 июня 2002 получасовые заявки подавались за 3,5 часа до указанного в заявке времени. Так, для получаса между 12:30 и 13:00 этот промежуток времени начнется в 11:30. Окончательную торговую позицию также называют окончательным уведомлением (*FPN*).

Если генерирующая компания или поставщик отклоняется от оговоренной торговой позицией, она оплачивает дисбаланс системному оператору. Если генерирующая компания вырабатывает больше оговоренного объема электроэнергии или спрос не достигает оговоренных значений, дисбаланс рассчитывается по системной цене продажи. Если, наоборот, генерирующая компания не обеспечивает оговоренной выработки или поставщик сталкивается со слишком высоким спросом, дисбаланс рассчитывается по системной цене покупки. В первое время действия NETA цена покупки была высокой (более 100 ф.ст. за 1 МВт-ч), а цена продажи – относительно небольшой. Как показано на рис. 7, за последние три года эти цены заметно сблизились. Поскольку системная цена покупки ощутимо выше цены продажи, большинство генерирующих компаний и поставщиков предпочитают поставлять больше электроэнергии (а не меньше).



Рис. 7. Средняя дневная системная цена покупки (SBP) и цена продажи (SSP): динамика с момента введения NETA. Цены заметно сблизились, хотя до сих пор бывают дни, когда разрыв между ними чрезвычайно велик. Последние данные на графике относятся к 3 мая 2004. Источник: Elexon (2004).

Системный оператор, целью которого является поддержание стабильности системы, должен быть достаточно гибким, чтобы своевременно реагировать на неожиданные изменения в спросе (вызванные погодными условиями, техническими сбоями, повреждениями сети и популярными телепередачами). Это достигается за счет изменения элементами БМ своих окончательных позиций: так, для увеличения объема электроэнергии в системе требуется приказ *OFFER* (помимо увеличения выработки возможно и уменьшение спроса). Любые изменения в соответствии с этим приказом будут оплачены участвующему элементу БМ. Аналогично, для сокращения объема

электроэнергии в системе требуется заявка **BID**: для генерирующего элемента БМ это будет заявка о сокращении выработки, а для потребляющего элемента БМ – заявка об увеличении спроса. В этом случае небалансы оплачиваются элементами БМ.

Во многих случаях поставщик или генерирующая компания может предлагать различные цены за отклонение от **FPN**. Так, он может предложить цену в £30 фунтов за каждый МВт-ч отклонения при отклонении не более 25 МВт-ч и £40 за каждый МВт-ч отклонения между 25 и 50 МВт-ч. Обычно Национальная сетевая компания (НСК) принимает минимальные цены покупателя/продавца, чтобы удерживать цены на низком уровне, но иногда это невозможно в силу системных ограничений. Ничто не обязывает энергетические компании участвовать в балансирующем механизме, но некоторые компании специализируются на предоставлении именно этих услуг и получают более 25% своих прибылей от БМ. Детальный анализ этих заявок на покупку и продажу (с иллюстрациями) можно найти в работе Тоуви (2003).

Когда заявка на продажу или покупку утверждается НСК, отменить ее уже нельзя. Вместо этого предусмотрена возможность размещения заявки об отмене покупки (**UNDO BID**) для аннулирования заявки о продаже, и наоборот. Как видно на рис. 8, **ни одна** заявка об отмене покупки или продажи не будет на одном уровне с исходной заявкой, и следовательно, будет означать чистую прибыль для элемента БМ и пеню для National Grid Transco. Такая система, в отличие от старой, обеспечивает определенный контроль за работой системного оператора.

Заявки на продажу и соответствующие им заявки об отмене покупки, как и заявки на покупку и соответствующие им заявки об отмене продажи обычно подаются попарно и оформляются как акцепты (рис. 8).

OFFER / UNDO BID:	Пара +2
OFFER / UNDO BID:	Пара +1
BID / UNDO OFFER:	Пара -1
BID / UNDO OFFER:	Пара -2

Рис. 8. Примеры пар **BID / OFFER**

ВЛИЯНИЕ НОВОГО ПОРЯДКА ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

В 90-е годы были произведены значительные инвестиции в парогазовые установки (см. Таблицу 1), что обеспечило нынешний избыток генерирующих мощностей. Для некоторых компаний это также означало финансовые трудности и столкновение с грубыми рыночными механизмами. На момент введения NETA, оптовые цены на электроэнергию уже были на 20% ниже, чем в 1998 году, а первый год действия NETA они упали еще на 20% (рис. 9). Весь следующий год цены держались на сравнительно низком уровне, что в сентябре 2002 вынудило British Energy, которой принадлежат современные атомные электростанции (оснащенные реакторами с газовым охлаждением и реактором с охлаждением водой под давлением), обратиться за экстренной помощью к британскому правительству. TXU обанкротилась, и другие игроки, в частности, генерирующая компания AES, столкнулись с серьезными трудностями. В этой ситуации легче пришлось компаниям, проводившим вертикальную интеграцию, но все ж одной из них пришлось законсервировать достаточно новую (<8 лет) электростанцию.

Летом 2003 года National Grid Transco выразила свои опасения насчет недостаточности резервов мощности на зиму 2003/04. Резервы сократились до 16%, что намного меньше стандартных 20-24%; известно, что при резервах ниже 20% возникают трудности с

гарантированием поставок. После этого предупреждения и роста оптовых цен несколько электростанций было расконсервировано, и сейчас резерв мощности чуть превышает 20%. Нет сомнений в том, что для обеспечения необходимой мощности недостаточно одних только рыночных импульсов.

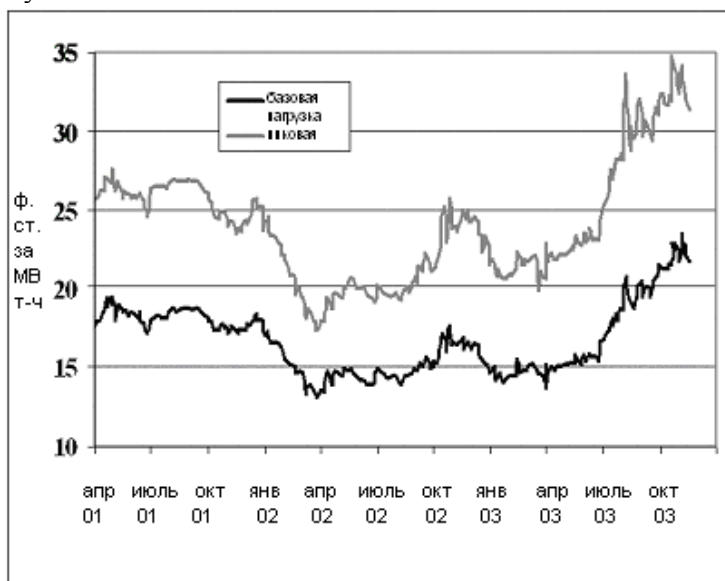


Рис. 9. Оптовые цены на электроэнергию с введения NETA. Подъем в конце 2003 года отражает рост цен на газ.

БУДУЩЕЕ NETA (НЕТА): НА ПУТИ К ВЕТТА

Потребители в Англии и Уэльсе уже оценили преимущества дерегулирования, недоступные пока шотландским потребителям. Уже не первый год ведутся переговоры о возможности распространения механизмов NETA на Шотландию и введения Британского порядка передачи и торговли электроэнергией (ВЕТТА). Можно надеяться, что весной 2005 года Шотландия войдет в систему NETA, и соответственно, полномочия единого системного оператора распространятся на всю Великобританию. Впрочем, этот процесс может быть замедлен в силу следующих причин:

- (i) Отмеченные выше различия в подходе к границе между «высоковольтной передачей» и «распределением»,
- (ii) Включение межсистемных сетей между Англией и Шотландией – тарифы за их использование отличаются от обычных тарифов на высоковольтную передачу,
- (iii) Необходимость решения вопросов, связанных с производством электроэнергии из возобновляемых источников, в особенности в связи с недавними директивами ЕС о минимизации влияния чрезмерно высоких тарифов на высоковольтную передачу на возобновляемые ресурсы; здесь также важно то, что в будущем производство электроэнергии переместится на периферию.

ИЗМЕНЕНИЯ, КОТОРЫЕ МОГУТ ЗАТРОНУТЬ БРИТАНСКИЙ РЫНОК

Помимо введения ВЕТТА в следующем году, есть еще два фактора, которые не могут не сказаться на британском рынке: торговля квотами углеродных выбросов и Обязательства по использованию возобновляемых источников энергии. Последние были приняты 1 апреля 2002 года с целью увеличения в ближайшие десять лет доли электроэнергии, производимой из возобновляемых источников энергии. Сравнительно недавно были разработаны национальные планы по торговле квотами углеродных выбросов, ставящие своей целью развитие общеевропейского рынка в 2005-2012 гг.

Обязательства по использованию возобновляемых источников энергии подробно описаны в документах Министерства торговли и промышленности (2001) и закреплены в Белой книге по энергетике 2003 года. В ней приведены объемы электроэнергии, предписанные к производству

каждой компании на каждый год вплоть до 2010 (они постоянно увеличиваются). Недавно было объявлено, что целевые значения будут увеличиваться и дальше, и составят 15% к 2015; ближе к этому времени следует ожидать объявления новых плановых показателей. В таблице 2 приведены целевые значения по производству электроэнергии из возобновляемых источников, в таблице 3 – список таких источников.

Период	Общий объем электроэнергии (ТВт-ч)	Электроэнергия от лицензированных поставщиков в (ТВт-ч)	Плановый показатель по выработке (%)	Плановый показатель по выработке (ТВт-ч)
2002/03	358.2	313.6	3.0	9.4
2003/04	360.6	316.2	4.3	13.5
2004/05	363.1	318.7	4.9	15.6
2005/06	365.6	320.6	5.5	17.7
2006/07	368.5	321.4	6.7	21.5
2007/08	371.4	322.2	7.9	25.4
2008/09	374.3	323.0	9.1	29.4
2009/10	377.3	323.8	9.7	31.5
2010/11	380.3	324.3	10.4	33.6

Общий объем выработанной электроэнергии не совпадает с объемом проданной электроэнергии из-за системных потерь и производства для собственных нужд. Рост спроса заметно обгоняет прогнозы правительства: в 2003 фактическое производство уже превысило план 2005/06

Биогаз	да	Газ сточных вод	Да
Морской ветер	Да	Береговой ветер	Да
Геотермальные	Да	Приливные	Да
Волны	Да	Фотогальванические	Да
Энергетические культуры	да	Отходы сельского и лесного хозяйства	да
Отходы	Только отходы неопасного происхождения. Сжигание смешанных отходов не рассматривается как допустимое. Энергия из неопасной части смешанных отходов будет считаться удовлетворяющей критериям, если для ее получения использовались современные технологии		
Совместное сжигание биомассы	Допустимо до 31 марта 2011 (может составлять до 25% всего объема). Начиная с 1 апреля 2006 75% биомассы должны составлять энергетические культуры.		
Гидро < 20МВт	Да		
Гидро > 20МВт	Только станции, сданные в эксплуатацию после 1 апреля 2002		

Суммарная доля электроэнергии, полученной из возобновляемых источников топлива, с учетом крупных ГЭС (которые, согласно официальным документам, учитывать нельзя), в 2003 году составила 3% вместо запланированных 4,3%. Для обеспечения соблюдения этих обязательств были разработаны специальные сертификаты за использование возобновляемых источников энергии (СИВИЭ, ROC), владельцы которых освобождаются от штрафов. Эти сертификаты являются обращающимися ценными бумагами и сейчас торгуются с наценкой более 50% к номинальной цене. Есть еще несколько стимулов для держателей сертификатов, принцип действия которых рассмотрен на рис. 10.

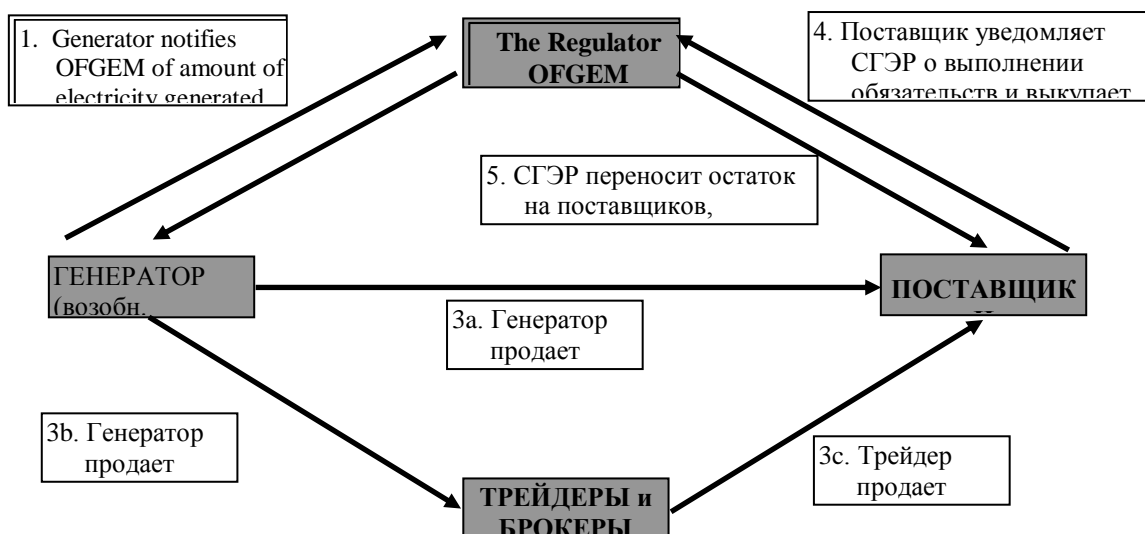


Рис. 10 Схема распределения, движения и погашения сертификатов на использование возобновляемых источников энергии.

На первом этапе генерирующая компания передает OFGEM достоверные данные о своей выработке (в МВт-ч), а OFGEM выдает компании сертификаты в зависимости от объемов выработки. Компания может либо сразу продать сертификаты поставщику вместе с электроэнергией (этап 3а), либо сбыть их трейдерам. Периодически проводятся аукционы, на которых поставщики могут закупить недостающие СИВИЭ. В конце соответствующего периода поставщик передает свои сертификаты в OFGEM, и если он не набирает заданной доли выработки, платит штраф в форме выкупной стоимости сертификатов. В завершение этих операций OFGEM возвращает доходы от штрафов поставщикам в соответствии с количеством сертификатов, изначально находившихся в их распоряжении.

Поскольку штрафы возвращаются, фактическая стоимость сертификатов будет выше номинальной во всех случаях, когда наблюдается недопроизводство электроэнергии из возобновляемых источников (как сейчас, например). Выкупная цена была назначена OFGEM на уровне 30 ф.ст. за 1 МВт-ч в апреле 2002 года; с тех пор она росла вместе с инфляцией и составила 30,51 и 31,39 ф.ст. в апреле 2003 и 2004, соответственно. При нынешней нехватке сертификатов они продаются по 45-48 ф.ст за 1 МВт-ч. Ценность такой энергии намного выше текущих оптовых цен на электроэнергию (около 20 ф.ст. за 1 МВт-ч); она складывается из:

Оптовая цена по NETA	£20 - £22
Номинальная стоимость сертификата (апрель 2004)	£31,39
Освобождение от сбора за климатические изменения	£4,30
Дополнительные плюсы (сниженные расходы на передачу)	£1,50
Возврат выкупных средств	£12 - £18
Минус риск дисбалансов по NETA	-£2
Чистая прибыль	£56 - £75

При таких ценах некоторые источники, например, береговой ветер, представляются чрезвычайно эффективными и выгодными. Другие источники, например фотогальванические, остаются неэффективными, но на их развитие можно получить гранты.

В конце апреля 2004 года британское правительство обнародовало план сокращения выбросов углекислого газа в соответствии с директивами ЕС. В отличие от Италии, предусмотревшей 8-процентное увеличение выбросов в 2004 по сравнению с 2000, Великобритания поставила своей целью сокращение выбросов на 15,2%, а в электроэнергетике – и вовсе на 16,3%. Британские расчеты строились на анализе наиболее крупных выбросов углекислого газа в 1998-2002 гг. Квоты выбросов в 2005-2007 гг. задавались отдельно для каждой отрасли (однако внутри отраслей вариаций квот от года к году не предусмотрено). Период обсуждения и согласования квот пока продолжается, и уже обнаружены несоответствия (когда, например, станции одинаковой мощности, использующие одинаковое топливо, получают разные квоты). Есть опасения, что сравнение с прошлыми годами скроет укоренившуюся неэффективность некоторых станций и даст им неоправданные преимущества за счет конкурентов, уже вложивших средства в эффективные технологии.

Если бы квоты на выбросы вводились только в Великобритании, страна бы столкнулась с их резкой нехваткой. Пришлось бы их покупать по 40 евро за тонну, что привело бы к резкому росту цен, особенно в электроэнергетике. Нынешним уровнем цен европейский рынок обязан в первую очередь щедрым квотам таких стран, как Италия. После анализа всех национальных планов по квотированию выбросов Еврокомиссия может обязать отдельные страны ужесточить свои проекты, поэтому пока еще рано оценивать возможное воздействие соглашений о торговле квотами, которые вступят в силу 1 января 2005. Однако очевидно, что рост цен на электроэнергию производители и поставщики переложат на плечи потребителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние 14 лет на британском электроэнергетическом рынке произошли значительные изменения, и процесс трансформации продолжается. Кратко основные события можно изложить так:

1. В последние годы существования пула оптовые цены упали на 20 %, такое же падение цен произошло за первый год работы NETA. Впрочем, в последние 9 месяцев цены резко выросли и теперь превышают цены на момент введения NETA.
2. По мере взросления рынка разрыв между ценами покупки и продажи в рамках балансирующего механизма заметно сократился.
3. Недавний рост оптовых цен последовал за повышением цен на газ и способствовал расконсервации отдельных энергоблоков. Благодаря этому энергетический резерв вырос с 16 % год назад до 20 %.
4. Структура собственности продолжает меняться: количество компаний, имеющих географически сконцентрированные операции, сократилось с 14 в 1990 до 5 в 2004; все эти компании контролируют по несколько районов.
5. Заканчиваются переговоры о подключении Шотландии к Британскому порядку передачи и торговли электроэнергией (расширенная версия NETA) с весны 2005 года. Детально обсуждается вопрос разграничения высоковольтной передачи и распределения.
6. Обязательства по использованию возобновляемых ресурсов стимулируют производство электроэнергии из возобновляемых ресурсов. При этом возник рынок сертификатов за использование возобновляемых ресурсов, торгуемых сейчас с 50-процентной надбавкой к номиналу (что отражает значительный разрыв между фактическими и плановыми показателями).
7. Недавно обнародованный национальный план квотирования выбросов может привести к резкому удорожанию электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА И ИСТОЧНИКИ

- DEFRA (2004). EU Emissions Trading Scheme: UK National Allocation Plan 2005 – 2007.– Department for Environment Food and Rural Affairs, DEFRA, London. Also on the WEB at www.defra.gov.uk/corporate/consult/euetsnap-stagethree/nap.pdf
- DTI (2001). New and Renewable Energy: Prospects for the 21st Century, Department of Trade and Industry, London.
Also at http://www2.env.uea.ac.uk/gmmc/energy/env2e02/pdf/renew_obligation_2001.pdf
- DTI (2003). UK Energy Sector Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_indicators/index.shtml.
- DTI (2003). Digest of UK Energy Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/dukes/index.shtml.
- DTI (2004). Yearly Renewable Obligation Targets – on the DTI WEB site at: www.dti.gov.uk/energy/renewables/policy/yearly_targets.shtml
- ELEXON (2004). The NETA Web Site. (data abstracted on 3rd May 2004). www.bmreports.com.
- OFGEM (2000) An overview of the New Electricity Trading Arrangements v1.0. Department of trade and Industry UK – also on the Web at www.ofgem.gov.uk/elarch/retadocs/Overview_NETA_V1_0.pdf.
- Scottish Executive (2003). Key Scottish Environment Statistics: www.scotland.gov.uk/library5/environment/kses03-01.asp#2
- Tovey, N.K. (2003). The Changing Face of the Electricity Supply Industry in the UK. Paper presented at the 2nd International Conference on Experience and Practice of Electricity Markets, Moscow, June 2003. Available on the WEB at: http://www2.env.uea.ac.uk/gmmc/neta/nktovey_moscow.doc
- UK Government (2003). The Energy White Paper. Our Energy Future – creating a low carbon economy. UK Stationary Office. – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/whitepaper/ourenergyfuture.pdf.