



**ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
И СОЦИАЛЬНЫЙ СОВЕТ**

Distr.
GENERAL

ENERGY/GE.1/2001/3
12 July 2001

RUSSIAN
Original: ENGLISH

ЕВРОПЕЙСКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ

КОМИТЕТ ПО УСТОЙЧИВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Специальная группа экспертов по углю и тепловой энергии

Четвертая сессия, 19-20 ноября 2001 года

(Пункт 4 предварительной повестки дня)

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЯ И ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЕГО ОСНОВЕ НА ЛИБЕРАЛИЗИРОВАННЫХ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ РЕГИОНА ЕЭК**

Основные моменты

Записка секретариата

I. ВВЕДЕНИЕ

1. Сочетание технологических и нормативных изменений на энергетических рынках региона ЕЭК во второй половине 80-х годов привело к существенному изменению структуры его электроэнергетического сектора. Хотя эти перемены характерны как для развитых стран, так и стран с переходной экономикой, их темп несравненно выше в первой группе стран, чем в последней. Либерализация энергетических рынков, особенно рынков электроэнергии и природного газа, уже существенно изменила систему ценообразования на энергоресурсы и структурную организацию отдельных энергетических отраслей.

2. На этом фоне вопросом, вызывающим наибольшие споры, является вопрос о будущей структуре топливного баланса электроэнергетики в регионе ЕЭК. Если новые технологические и нормативные факторы благоприятствуют увеличению доли природного газа в производстве электроэнергии, то ближайшее будущее ядерной энергетики едва ли выглядит блестящим. С учетом этих двух возможных крайних сценариев пока еще трудно дать определенный прогноз тенденций использования угля для производства энергии. Поскольку в настоящее время на долю угольных теплоэлектростанций приходится соответственно более 30 и 50% общего производства электроэнергии в Европе и Соединенных Штатах Америки, за развитием соответствующих тенденций внимательно следят как энергетические, так и угледобывающие компании региона (диаграммы 1-4). В то же самое время примерно 80-90% потребляемого в регионе угля сжигается в энергетическом секторе (приложение 1). Нередко также полагают, что предполагаемое замедление спроса на электроэнергию на рынках развитых стран (ниже 2%) и рынков стран с переходной экономикой (при отсутствии промышленного роста, если учитывать республики бывшего Советского Союза), а также частые и серьезные претензии к экологическим характеристикам угля являются дополнительными факторами, которые могут омрачить перспективы угля как доминирующего топлива для получения энергии.

3. Цель настоящего документа заключается в анализе возможного изменения роли угля в производстве электроэнергии в регионе ЕЭК с учетом основных рыночных, технологических и нормативных тенденций. Хорошо зная о спорных вопросах, связанных с этой важной темой, секретариат ЕЭК считает, что накоплено достаточно информации и знаний для того, чтобы наметить по меньшей мере первоначальные направления подхода к этой проблеме, что принесет существенную выгоду всем участникам энергетического рынка.

II. НЫНЕШНЕЕ СОСТОЯНИЕ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И КОНКУРЕНЦИЯ МЕЖДУ ВИДАМИ ТОПЛИВА

4. В 1998/1999 годах производство электроэнергии в регионе ЕЭК составило примерно 9 000 ТВт.ч в год, причем ее производство распределилось между Северной Америкой и Европой в пропорции примерно 50/50%. В среднем на долю угольных электростанций приходится 31% всего производства электроэнергии. В Соединенных Штатах Америки на них приходится самая большая доля, равная 52%, а в республиках бывшего Советского Союза на угольных электростанциях вырабатывается 21% электроэнергии.

5. Структура установленных электрогенерирующих мощностей не всегда совпадает со структурой произведенной электроэнергии. Поскольку угольных электростанций и атомные электростанции работают на обеспечение базовой нагрузки, их доля в регулярной поставке электроэнергии потребителям превышает их долю в установленных мощностях. Такая диспропорция может еще больше увеличиться, если цены на нефть и природный газ будут оставаться на сравнительно высоком уровне, как это имело место в 2000 году. Так, на долю угольных электростанций в Соединенных Штатах приходилось 40% всех установленных генерирующих мощностей, а их производство электроэнергии составило в 1998 году 52% (диаграмма 4).

6. Общая доля угольных электростанций в производстве электроэнергии в западной Европе в последние тридцать лет неуклонно сокращалась (диаграмма 5). Сочетание таких факторов, как реализация широкомасштабных ядерных программ в отдельных странах, крупные запасы природного газа в Российской Федерации, субсидии на внутреннее использование природного газа и существенное повышение теплового КПД газовых электростанций комбинированного цикла существенно снизили значение угля в этом секторе. Естественно, ситуация существенно отличается по отдельным странам: так, во Франции, Австрии и Швеции на долю угольных электростанций приходится 10%, а в Германии и Соединенных Штатах Америки - 50%. В ряде стран, таких, как Польша, угольные электростанции являются практически единственным источником электроэнергии.

7. В структуре потребления топлива для производства электроэнергии уголь по-прежнему занимает доминирующее положение. Так, в западной Европе в 2000 году на долю угля приходилось более 50% в общем потреблении топлива в электроэнергетике (диаграмма 6). Однако начиная с 1970 года его доля неуклонно сокращалась, и по имеющимся прогнозам она будет продолжать сокращаться и в предстоящие годы (диаграмма 7). Основная причина кроется в увеличении доли природного газа, который становится более предпочтительным для дополнительных генерирующих мощностей; этому также благоприятствует и динамика развития дерегулированных рынков.

8. Конкуренция между видами топлива в энергетическом секторе происходит на фоне значительных различий в КПД отдельных видов энергоблоков (диаграмма 8), от удельных капитальных затрат, удельных эксплуатационных затрат и различных экологических ограничений.

9. Если газовые энергоблоки комбинированного цикла имеют КПД выше 50%, то КПД паротурбинных электростанций на ископаемом топливе в отдельных странах с переходной экономикой намного ниже 30%. Хотя в предстоящие годы предполагается

дальнейшее увеличение теплового коэффициента полезного действия, не всегда легко предсказать, на каких сегментах энергетического сектора это отразится в наибольшей степени¹.

10. Конкуренция цен на различные виды топлива нередко упоминается не только как один из наиболее важных параметров краткосрочной оптимизации использования объединений электростанций, но и как ориентир для будущей структуры объединений электростанций различных типов. При всех краткосрочных колебаниях сравнительных цен на уголь, сырую нефть и природный газ, которые могли бы оправдывать краткосрочную оптимизацию энергосистемы, скоординированные среднесрочные и долгосрочные колебания цен на основные виды конкурирующих ископаемых топлив не являются убедительным аргументом для того, чтобы ориентироваться на относительные цены в качестве критерия определяющего перспективную структуру объединений электростанций различных типов (диаграмма 9).

11. Конкурентоспособность сравнительных цен на уголь в западной Европе, хотя и при значительных колебаниях примерно в последние 15 лет, практически не изменилась (диаграмма 10). Конкурентоспособность цен на сырую нефть подвержена более значительным колебаниям, чем на природный газ. Причина проста: если цены на сырую нефть устанавливаются на рынках ежедневно, то цены на природный газ в большинстве случаев индексируются по сырой нефти. Такая индексация происходит не автоматически, а с задержками, при этом устанавливаются минимальный и максимальный пределы и используются различные корзины, сглаживающие фактические цены на природный газ.

12. Оптовые цены на топливо, которые близко приближаются к фактическим ценам, установленным для производителей электроэнергии в 1987-2000 годах, были подвержены существенным колебаниям. Вполне понятно, что большие колебания цен отмечались на сырую нефть и природный газ. С другой стороны, сам характер добычи угля, которая осуществляется по цене "средние издержки плюс прибыль", а также отсутствие общей централизованной биржи угля способствовали сокращению нестабильности цен на уголь по сравнению с его конкурентами (диаграмма 11).

13. С середины 80-х годов началась интенсивная либерализация цен на энергоресурсы, вначале в Соединенных Штатах, а затем в Соединенном Королевстве и странах

¹ Так, предполагается, что вводимые в действие в 2005 году тепловые электростанции, использующие экологически чистые технологии сжигания угля, будут иметь более высокий КПД, который будет достигать 40-45%, при средних по сравнению с действующими сегодня теплоэлектростанциями удельных капитальных затратах 1 200-1 300 долл. США на 1 кВт. Источник: IEA Newsletter 3/1999.

континентальной Европы. При всех различиях основным направлением либерализации были рынки природного газа и электроэнергии. Хотя в регионе ЕЭК в целом основная цель либерализации и дерегулирования энергетического рынка заключалась в создании более конкурентоспособного рынка, оказывающего давление на снижение оптовых и розничных цен на электроэнергию и природный газ, ее фактическая реализация не была единообразной.

14. Что касается электроэнергии, то началом реструктуризации в Соединенных Штатах послужило принятие в 1978 году Закона о политике стимулирования коммунальных предприятий (ПУРПА) и Закона об энергетической политике (ЕПАКТ), вслед за которыми Федеральная энергетическая регулирующая комиссия (ФЕРК) издала распоряжения 888 и 2000. Если на уровне оптовых цен дерегулирование применялось в равной степени среди отдельных штатов, то конкуренция розничных цен дает другую картину. По состоянию на октябрь 2000 года 24 штата и округ Колумбия приняли законодательство и регламентирующие приказы о реструктуризации своей энергетики. Однако ряд других штатов, таких, как Кентукки и Айдахо, где были установлены самые низкие тарифы на электроэнергию в стране, не поощряли конкуренцию розничных цен. В распоряжении 2000 ФЕРК, которое, вероятно, представляет собой наиболее амбициозную попытку заставить работать либерализацию, энергетическим компаниям предлагается создать региональные организации электропередачи (РОЭ), которые будут эксплуатировать сети энергопередачи в Соединенных Штатах, управлять и, возможно, владеть ими.

15. В результате либерализации и дерегулирования в США появился ряд центров оптовой торговли электроэнергией и централизованных рынков электроэнергии (диаграмма 12). Если в принципе такие центры контролируют торговлю, осуществляемую в определенных районах, централизованные рынки электроэнергии, будь то в форме независимого системного оператора (НСО) или электропередающей компании (Транско), преследуют цель контролировать рынок электроэнергии одного и более штатов.

16. Такая более динамичная рыночная структура в сочетании с определенным техническим прогрессом заставила производителей электроэнергии переходить на более гибкие варианты, сократить удельные капитальные затраты и положиться отчасти на неустойчивость рынка в достижении желаемой доходности активов и капитала. Таким образом, на газовые электростанции комбинированного цикла различных размеров, требующих сравнительно небольших капиталовложений на МВт, низких эксплуатационных издержек и небольших участков земли, по-видимому, пал основной выбор операторов по производству электроэнергии. Электростанции с более высокими капитальными вложениями и более высокой долей постоянных издержек в общем объеме эксплуатационных затрат, такие, как угольные и атомные электростанции, потеряли свою

привлекательность (см. диаграмму 18 Общие долгосрочные предельные издержки), хотя угольные электростанции по-прежнему занимают доминирующее положение в производстве электроэнергии в США, на долю которых приходится 52%.

17. Дерегулирование и либерализация рынка электроэнергии в западной Европе оказалась намного более сложной задачей. Хотя директива ЕС по либерализации рынка электроэнергии вступила в силу в феврале 1997 года, преследуя цель открыть к февралю 2003 года 33% рынка, конкуренция допускалась в ограниченных масштабах и с некоторым опозданием. Есть много причин, почему она осуществлялась не так гладко и медленнее, чем предполагалось, причем одна из этих причин, безусловно, заключается в нежелании отдельных государств - членов ЕС предоставить рынку возможность самому регулировать выбор топлива для генерирования электроэнергии и структуру энергопотребностей. "Номинальное" открытие рынка в отдельных государствах - членах ЕС колеблется в широких пределах, начиная от менее 30% и кончая почти полным открытием рынка для ряда ведущих стран (диаграмма 13). Однако "номинальное" открытие рынка не следует путать с реальным открытием, поскольку в этом процессе не хватает многих необходимых технических и нормативных звеньев.

18. "Единый" европейский рынок электроэнергии в настоящее время делится на ряд региональных подрынков, таких, как Соединенное Королевство, Иберийский полуостров, север Европы и север и юг Германии с соседними странами. Появился ряд несовершенных электроэнергетических бирж и "центров", чья эффективность серьезно сдерживается сравнительно небольшими объемами, дефицитом необходимых передающих мощностей и постоянным, проявляющимся в различных формах вмешательством государства. В конечном итоге растет неопределенность в отношении планируемой или реальной структуры европейского либерализованного рынка электроэнергии. Такая неопределенность усиливается неопределенностью, связанной с либерализацией европейского рынка газа.

19. Противоречивые регулирующие и рыночные факторы не позволяют генерирующим компаниям в Европе, в отличие от их американских коллег, совершать оптимальные капиталовложения и проводить структурную политику. К концу последнего десятилетия (диаграмма 14) образовались большие избыточные мощности, составившие почти 30% резервных мощностей. Таким образом, было объявлено о программе массовых закрытий электростанций, особенно в Германии, где образовалось почти 10 000 МВт избыточных мощностей. Практически все факты закрытия связаны с угольными электростанциями².

² Источник: CW International, 5 March 2001

В то же самое время неопределенность, связанная с капиталовложениями, не способствовала планированию и строительству новых электростанций в Европе после начала либерализации (диаграмма 15). Остается только гадать, какими рыночными и ценовыми последствиями, в случае появления таковых, для конечных пользователей обернется такая трансформация мощностей.

20. Несмотря на проблемы, с которыми сталкивается рынок электроэнергии в процессе дерегулирования и либерализации как в Соединенных Штатах Америки, так и в западной Европе, представляется, что давление конкуренции, ликвидация некоторых барьеров для проникновения на рынок и некоторые торговые потоки электроэнергии привели к сближению розничных и оптовых цен на электроэнергию (диаграмма 16).

21. Хотя разница между розничными тарифами на электроэнергию в Европейском союзе по-прежнему остается значительной, она уже не так ярко выражена, как пять лет назад. Напротив, за исключением Италии, уровни цен на электроэнергию для крупных промышленных потребителей в Европейском союзе и в США в среднем остаются практически идентичными, колеблясь где-то в пределах 3,5-4 центов США за кВт.ч. Однако следует отметить, что за полученными средними показателями в Соединенных Штатах скрываются существенные колебания цен на электроэнергию в отдельных штатах. Если учитывать региональный характер рынков электроэнергии США, не удивительно, что фактический диапазон колебания промышленных цен Соединенных Штатов колеблется от 2,64 цента США в штате Вашингтон до 8,18 цента США в штате Массачусетс.

22. Страны с переходной экономикой достаточно медленно осуществляли процесс либерализации рынка электроэнергии и его дерегулирования. Учитывая значительную неэффективность рыночных механизмов и структурные проблемы в этих странах, было бы неразумным ожидать быстрого наведения порядка в этом секторе, включая установление цен на экономически обоснованном уровне для всех потребителей. Хотя некоторые страны центральной и восточной Европы, такие, как Венгрия, безусловно, смогли привлечь значительные иностранные капиталовложения, пока еще не совсем ясно, в каком направлении может развиваться соответствующая реструктуризация рынка электроэнергии.

23. К недостаточным усилиям по либерализации, как представляется, добавляется еще и тот факт, что электроэнергетический сектор, в частности России и Украины, находится в тяжелом состоянии. Например, по оценкам, сделанным для России, из-за низкой собираемости платежей (ниже 30%) и малых капиталовложений (20% от необходимого

уровня), сеть энергокомпании РАО ЕЭС изношена, что чревато для нее возможным появлением серьезных эксплуатационных проблем³.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРЕМЕННЫХ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕГИОНЕ ЕЭК

24. Перспективы использования угля для производства электроэнергии следует оценивать на комплексной основе, которая включает ряд важных факторов (таблица 1).

25. Уровни цен на альтернативное топливо являются недостаточным критерием для выбора будущей структуры электростанций и топливного баланса в регионе ЕЭК в целом или в его отдельных крупных странах (диаграмма 17). Хотя уголь в последнее время оставался самым дешевым топливом в пересчете на условный эквивалент, он, безусловно, оказывал воздействие только на структуру краткосрочных показателей электростанций, а не на долгосрочные решения. Поэтому нет парадокса в том, что, например, в Германии в 2000/2001 годах многие газовые электростанции не использовались, а угольные электростанции работали на полную мощность. В то же самое время было объявлено о планах закрыть в ближайшем будущем угольные электростанции мощностью более 6 000 МВт. Не исключено закрытие и других угольных ТЭС.

26. Структура долгосрочных предельных затрат на производство электроэнергии, возможно, имеет первостепенное значение для понимания возможных тенденций использования угля в электроэнергетическом секторе. Если постоянные затраты атомных и гидроэлектростанций составляют 75% от общего объема затрат, то для газовых энергоблоков комбинированного цикла (диаграмма 18) наблюдаются совершенно противоположные тенденции. Угольные ТЭС находятся где-то между ними, но и в этом случае опять-таки доминируют постоянные издержки. Однако в краткосрочной перспективе высокие цены на природный газ будут регулярно заставлять операторов временно закрывать газовые электростанции и полагаться на электростанции с низкими краткосрочными предельными издержками. Стоимость топлива на производство 1 кВт.ч в 2000/2001 годах в странах с рыночной экономикой, таким образом, способствовала сравнительно короткому росту доли атомных и угольных электростанций (диаграмма 19).

27. Газовые электростанции комбинированного цикла имеют важные преимущества с точки зрения инвестиций на кВт установленной мощности, использования пространства, планирования этапов и сроков строительства, периода ввода в действие и накладных

³ Energy Economist, #233, March 2001

расходов. Удельные инвестиции (капиталовложения на 1 кВт) на 60% ниже, чем у угольных теплоэлектростанций и более чем на 70% ниже по сравнению АЭС с водяными реакторами под давлением (диаграмма 20). На либерализованном рынке, который требует большого объема поставок и оперативной гибкости в сочетании с преимуществами близости к основным потребителям, такие низкие инвестиционные требования с возможностью увеличения установленной мощности трудно игнорировать. В то же самое время для газовых электростанций комбинированного цикла характерны более значительные переменные затраты, а поэтому они, видимо, не могут быть конкурентоспособными в краткосрочной перспективе, когда цены на природный газ находятся на высоком уровне, что имело место в континентальной Европе в 2000 году.

28. С учетом вышесказанного и нынешней структуры электростанций можно сделать оценку сравнительных затрат на производство электроэнергии в этом секторе. Примером может служить Германия, являющаяся самым большим рынком энергоносителей, электроэнергии и природного газа в континентальной Европе (диаграмма 21). Оценка проводится с учетом различных коэффициентов нагрузки, начиная от 4 000 до 8 000 в год, т.е. для электростанций, работающих в режиме базовой и среднебазовой нагрузки в системе. Делается также ряд других необходимых допущений, включая приемлемую окупаемость.

29. Между затратами на производство электроэнергии на действующих и планируемых электростанциях наблюдается заметное различие. В связи с практическим исчезновением основных расходов, связанных с окупаемостью прошлых затрат, атомные электростанции, видимо, способны поставлять самую дешевую электроэнергию по всему диапазону нагрузок: по цене от 2,22 цента США при нагрузке 4 000 час. в год до 1,33 цента США при нагрузке в 8 000 час. в год. Цена на электроэнергию, поставляемую электростанциями на каменном угле, также снизившаяся в определенной степени, переместилась в диапазон 2,08-2,44 цента США, по мере уменьшения коэффициента нагрузки. Ни одна из запланированных электростанций, независимо от технологий и при разумном допущении стоимости активов и сравнительных и абсолютных цен на топливо, едва ли сможет конкурировать с этими низкими затратами на производство электроэнергии.

30. Если говорить о выборе новой электростанции в рыночных условиях, типичных для Германии, при котором учитываются протесты общественности против строительства новых АЭС, то газовые электростанции комбинированного цикла имеют подавляющее преимущество перед альтернативными энергоблоками на каменном угле. Их удельные затраты на производство электроэнергии, по оценкам, колеблются в пределах 2,22-2,75 цента США по мере увеличения нагрузки. В частности, при низком

коэффициенте нагрузки любая электростанция на каменном угле не была бы конкурентоспособной с точки зрения долгосрочных предельных издержек.

31. Одним из важных вопросов в текущей дискуссии о создании устойчивого энергетического сектора является интернализация внешних издержек. Если невозможно добиться разумной интернализации при сохранении прав собственности как в странах с рыночной экономикой, так и в странах с переходной экономикой, то анализ внешних издержек производства электроэнергии может оказаться чрезвычайно интересным как для руководителей, так и предпринимателей (диаграмма 22). Согласно расчетам средняя внешняя стоимость производства электроэнергии на действующих электростанциях, работающих на каменном и буром углях, несколько выше, чем прямые производственные затраты. С другой стороны, представляется, что среди электростанций на ископаемом топливе лидируют атомные электростанции.

Таблица 1. Отдельные факторы, имеющие важное значение для перспективного использования угля в энергетическом секторе в ближайшем будущем.

Фактор	В чем суть проблемы	Степень неопределенности
Технологический прогресс	- КПД - Внедрение комбинированного цикла	Низкая, преимущество у газовых теплоэлектростанций
Развитие регулирующих механизмов	- Ход либерализации рынков, включая рынки природного газа - Структура рыночных институтов - Федеральные действия (ЕС) в сравнении с действиями государств - Определение безопасности поставок и реализация	Высокая в западной Европе От средней до низкой в Соединенных Штатах Очень высокая в странах с переходной экономикой
Характеристики регулирования и цели	- Цели регулирования: низкий риск в сравнении с возвращением на рынок - Соотношение собственного и заемного капитала	Низкая в США Высокая в западной Европе Очень высокая в странах с переходной экономикой
Энергетическая политика	- Субсидии - Национальные цели в энергетике - Охранное законодательство	Средняя в западной Европе От средней до высокой в странах с переходной экономикой Не применима к США
Соблюдение природоохранного законодательства	- Киотский протокол - Национальное законодательство	Риск трудно определить
Налогообложение в энергетическом секторе	- Налог на энергию - Налог на выбросы CO ₂	Риск трудно определить, вероятно наименьший риск в США
Номинальное в сравнении с фактическим открытие рынка	- доступ к линии передачи - эффективные центры - доступ к торговле	Средняя в Западной Европе Очень высокая в странах с переходной экономикой От низкой до средней в США

Фактор	В чем суть проблемы	Степень неопределенности
Общая конкурентоспособность различных теплоэлектростанций	<ul style="list-style-type: none"> - постоянные издержки - переменные издержки - землепользование - загрязнение 	Низкая степень неопределенности по меньшей мере на среднесрочную перспективу: газовые и действующие атомные электростанции с погашенными прошлыми затратами имеют преимущества перед остальными электростанциями
Общий	сложность взаимосвязанных факторов	Существенная степень неопределенности несмотря на существование некоторых неблагоприятных факторов для использования угля в производстве электроэнергии

Источник: секретариат ЕЭК

32. Другая проблема заключается в том, каким образом можно было бы определить воздействие внешних факторов и устранить их эффективно. К сожалению, за некоторыми исключениями, в странах с рыночной экономикой в настоящее время не создано эффективной системы, с помощью которой можно было надлежащим образом решить эту проблему. Дискуссия и действия в основном сосредоточены на налоге на энергию и выбросах CO₂ в то время как еще не создано возможной согласованной международной системы торговли выбросами (диаграмма 23).

IV. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ВЫВОДЫ ОТНОСИТЕЛЬНО ВОЗМОЖНОЙ ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

33. В настоящее время трудно что-либо сказать о будущем использовании угля в энергетическом секторе. В то время как во всем мире имеются богатые запасы угля, в том числе и в регионе ЕЭК, парк угольных электростанций значителен и существует проблема непринятия общественностью планов строительства новых атомных электростанций в регионе, вышеупомянутые проблемы нормативного и технологического характера в сочетании с серьезными экологическими проблемами совсем не обязательно будут благоприятствовать расширению использования угля в энергетическом секторе. Это именно так, даже несмотря на возможное существенное повышение КПД угольных электростанций в долгосрочной перспективе.

34. Несмотря на то обстоятельство, что угольная промышленность разрабатывает экологически чистые технологии сжигания угля для производства электроэнергии, по-прежнему существуют такие серьезные барьеры, препятствующие их широкому использованию, как:

- упорное неприятие населением и политиками угольных электростанций;
- неопределенность, связанная с будущим регулированием выбросов CO₂;
- отсутствие четкой информации о стоимости новых технологий;
- отсутствие стимулов для их разработки и внедрения;
- отсутствие стимулов для проведения проектов НИОКР по секвестрации CO₂.

35. Имеющиеся оценки вероятного расширения энергогенерирующих мощностей как в США, так и в западной Европе в последующие 5-20 лет свидетельствуют о доминирующей роли газовых электростанций с комбинированным циклом. Так, например, по оценкам, в период с 1997 по 2005 годы примерно 60% всех вводимых в эксплуатацию новых электростанций в западной Европе будут оснащены энергоблоками, работающими на газе. Практически не ожидается увеличения числа угольных электростанций (диаграмма 24). Представляется, что и в США расширение генерирующих мощностей будет обеспечиваться также за счет электростанций комбинированного цикла (диаграмма 25). Примерно 45% всех новых вводимых в строй энерго мощностей в последующие двадцать лет, как ожидается, будут газовыми электростанциями с комбинированным циклом.

36. Несмотря на предполагаемое сокращение доли ТЭС в установленных генерирующих мощностях в мире в предстоящие годы с 54% в 1995 году до 46% в 2010 году, уголь, весьма вероятно, по-прежнему будет оставаться самым важным топливом для получения энергии в регионе ЕЭК. Однако его доминирующему положению, если основываться на имеющихся оценках изменения состава парка электростанций в предстоящие 20 лет, к 2020 году может угрожать природный газ, по крайней мере в западной Европе и, возможно, в США. В то же самое время трудно прогнозировать соответствующие тенденции в отдельных странах с переходной экономикой, в частности в России и Украине. Хотя, например, Россия объявила о своем желании переоборудовать часть своих газовых электростанций на сжигание угля, не ясно, будет ли она обладать достаточными капиталовложениями для реализации этой цели. Трудное экономическое и энергетическое положение Украины не позволяет сделать каких-либо прогнозов относительно долгосрочного будущего развития ее электроэнергетического сектора.

37. Наряду с постоянной оценкой изменений технологических, рыночных и нормативных условий на рынке энергоресурсов в регионе ЕЭК и их воздействия на использование угля в качестве топлива для электростанций, дальнейшее исследование этого вопроса может принести пользу как правительствам, так и частному сектору в регионе. ЕЭК будет сохранять свою роль в этой важной деятельности.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ УГЛЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕГИОНЕ ЕЭК, 1998-2000 ГОДЫ

Таблица А-1

Поставки каменного угля электростанциям в регионе ЕЭК (млн. тонн)

Основные страны	Фактические данные 1998 год	Оценки 1999 год	Прогноз на 2000 год
Бельгия	5	3,7	3,7
Дания	8,9	7,5	5,6
Финляндия	2,1	2,2	2,2
Франция	12,6	11,6	8,9
Германия	51,1	49,9	50,1
Италия	8,0	8,4	8,4
Нидерланды	9,3	7,0	6,9
Португалия	5,0	5,2	4,0
Испания	24,9	29,9	29,9
Соединенное Королевство	46,6	39,4	35,0
Европейский союз	177,5	168,1	158,2
Израиль	9	10	10
Турция	2	2	2
Западная Европа	189	180	170
Канада	14	13	
Соединенные Штаты	811	845	
Северная Америка	825	858	
Чешская Республика	2	3	Нет
Венгрия	1	1	1
Польша	55	48	нет
Румыния	4	2	3
Казахстан	34	32	30
Российская Федерация	88	90	нет
Украина	22	22	нет
Центральная Европа и бывший Советский Союз	206	198	
ВСЕГО в регионе ЕЭК	1 220	1 236	

Источник: Европейская комиссия, МЭА и ЕЭК ООН.

Таблица А-2
**Поставки бурого угля электростанциям в центральной/
 восточной Европе и СНГ (млн. тонн)**

Основные страны	Фактические данные 1998 год	Предварительные данные 1999 год	Прогноз на 2000 год
Болгария	27	24	Нет
Чешская Республика	31	32	Нет
Венгрия	14	14	13
Польша	63	60	61
Румыния	22	20	22
Словакия	3	3	3
Российская Федерация	50	63	64
Центральная Европа и бывший Советский Союз	210	216	

Источник: ЕЭК ООН.

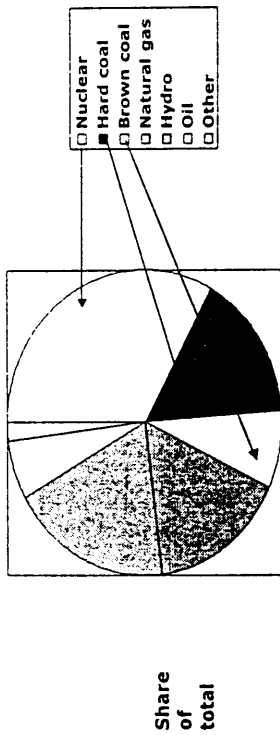
Таблица А-3
**Валовое производство электроэнергии в 1998 году и доля угля
 в отдельных странах ЕЭК ООН**

	Производство (ТВт.ч)	Доля угля (%)
Европейские страны члены ОЭСР	3 032	31
Европейские страны, не являющиеся членами ОЭСР	205	38
БСС	1 224,48	21
ЕЭК ООН	8 833	31
Канада	561,69	19
США	3 803,71	53
Австрия	55,89	9
Бельгия	82,13	21
Дания	41,08	58
Финляндия	70,17	19
Франция	506,93	7
Германия	552,38	54
Греция	46,18	70
Италия	253,64	11
Нидерланды	91,17	30
Португалия	38,91	31
Испания	193,53	33
Швеция	158,23	2

	Производство (ТВт.ч)	Доля угля (%)
Соединенное Королевство	356,62	35
Беларусь	25,3	0
Болгария	41,5	45
Чешская Республика	64,62	72
Союзная Республика Югославия	40,7	64
Венгрия	37,19	26
Польша	140,77	96
Румыния	53,5	28
Российская Федерация	826,1	19
Казахстан	49,1	72
Словакия	25,2	23
Словения	13,7	35
Турция	111,02	32
Украина	172,8	26
Узбекистан	45,9	4
Все страны мира	14 330	38

Источник: МЭА/ОЭСР.

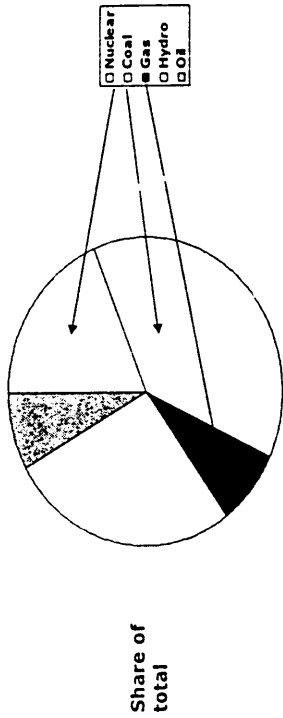
1. Electricity production by fuel type, Western Europe, 2000, estimate



Note: shares from nuclear on clockwise

Source: Own estimate based on initial Eurelectric data

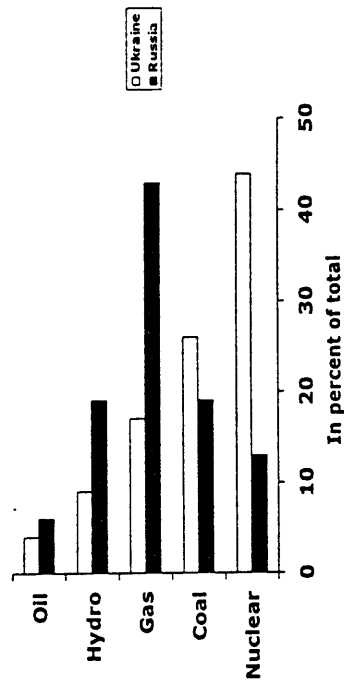
2. Electricity production by fuel type, Central & Eastern Europe, 1999



Note: shares from nuclear on clockwise

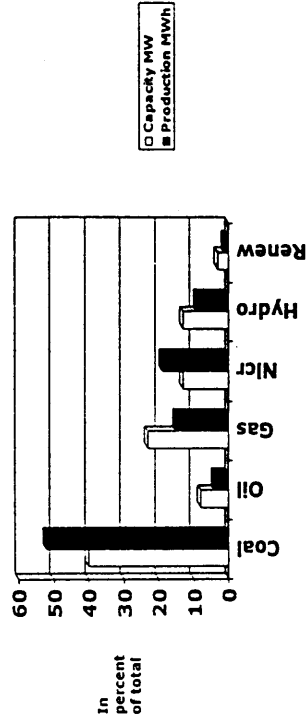
Source: ECE, IEA / OECD

3. Electricity production by fuel type, Russia & Ukraine, 1999



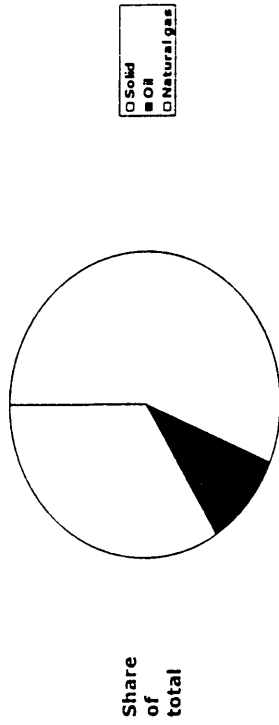
Source: ECE

4. Installed capacity & generation, USA, 1998



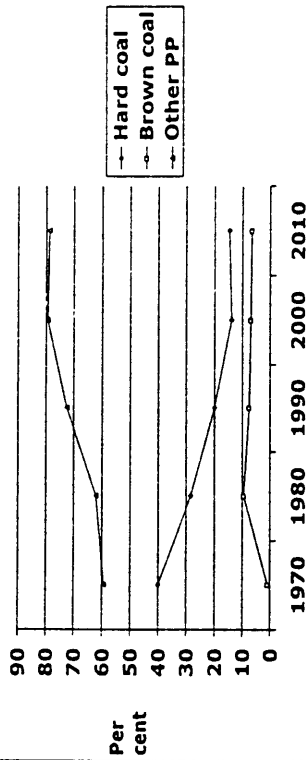
Source: Own construction based on initial EIA data

6. Fuel use for electricity production, Western Europe, 2000, estimate



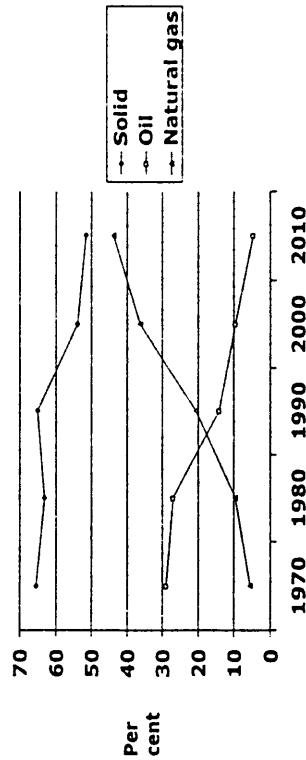
Source: Own estimate based on Initial Eurelectric data

5. Coal-based PP share in electricity generation, W. Europe, 1970-2010



Source: Eurelectric 1999

7. Share of solid fuels in the total fuel consumption for electricity generation, W. Europe, 1970-2010



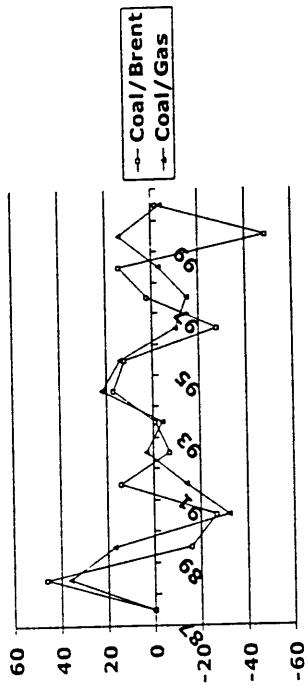
Source: Own construction with Eurelectric data 1999

8. Thermal efficiency of selected types of generators, status, 2000

1. Fossil-fuelled steam-electric plants	33-35 per cent ^{1,2}	Source: Industry and government experts
2. Gas turbines	30-34 per cent	
3. Natural gas combined cycle units	50-60 per cent	
4. New advanced coal technology	38-45 per cent	

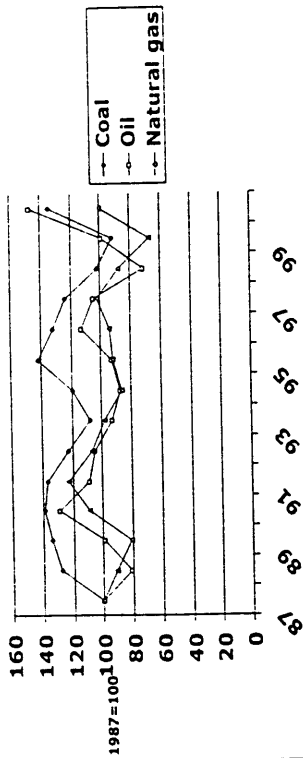
1) Reportedly 28% in China and 38% in Germany
2) Targeted increase to 50%

10. Relative wholesale price competitiveness of coal to crude oil and gas, W. Europe, 1987-2000



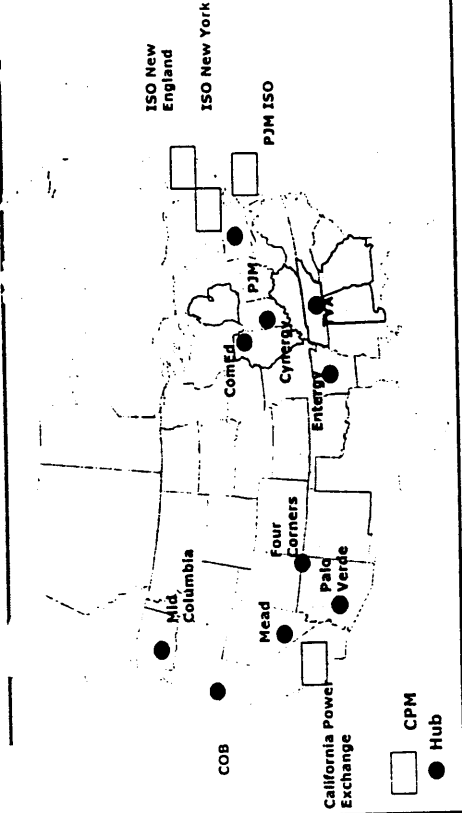
Source: Our calculation
Prices: Brent for oil, NW Europe for coal and WE border price for gas; 1987=0

9. Crude oil, coal & gas wholesale prices, W. Europe, 1987-2000

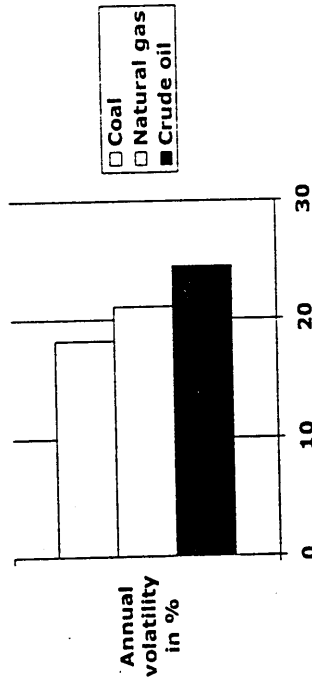


Source: BP and ECE
Prices: Brent for oil, NW Europe for coal and WE border price for gas; 1987=100

12. USA wholesale electricity trading hubs and centralized power markets, 2000

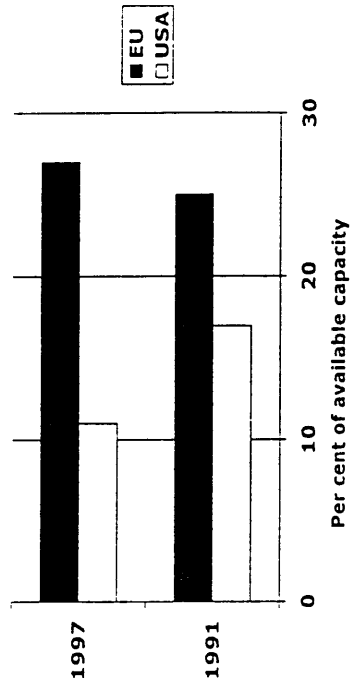


11. Wholesale fuel price volatility, Western Europe, 1987-2000



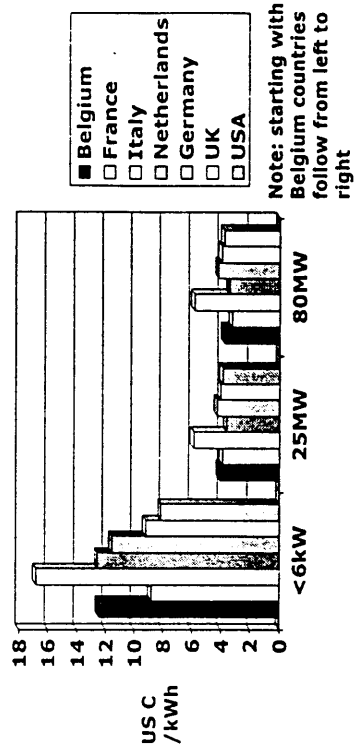
Source: ECE secretariat

14. Reserve capacity margin, USA vs EU, 1991 and 1997, in per cent



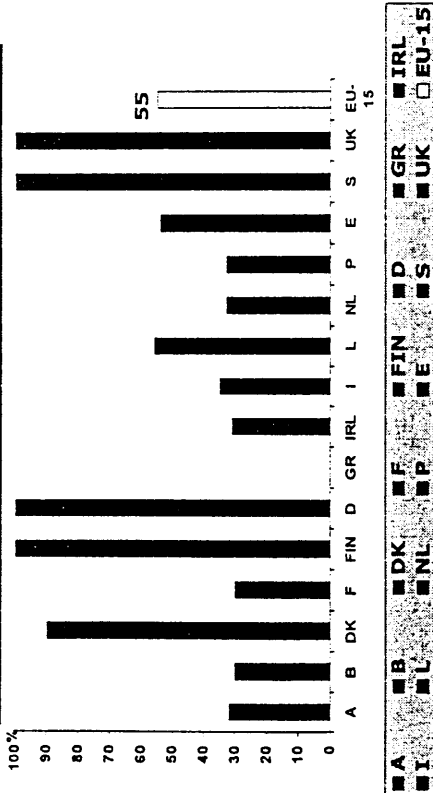
Source: SIEMENS & ECE secretariat

16. Electricity prices, Europe & USA, 1/1/2001 in US cents /kWh

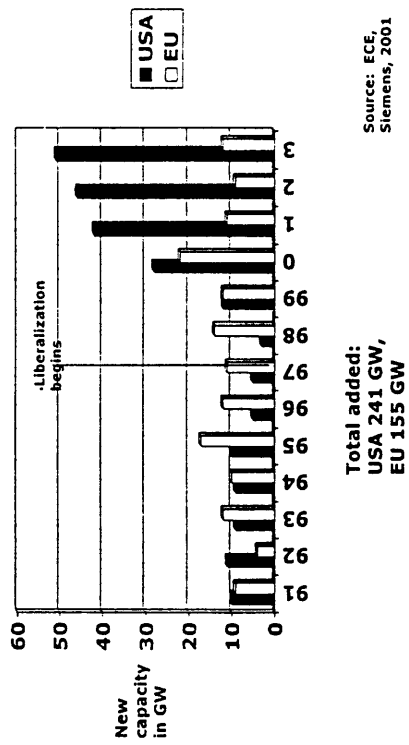


Source: ECE secretariat
Load factor 60% where applicable, w/o VAT

13. Electricity market opening in EU, estimate 2001, in per cent

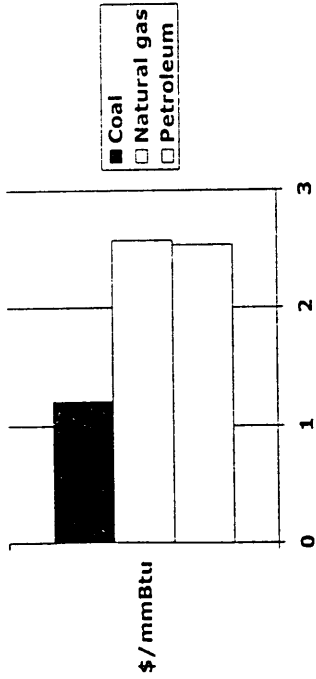


15. Construction of new PP and liberalization, USA and EU-15



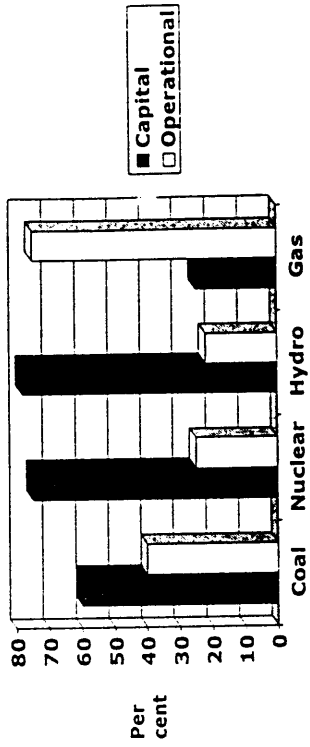
Source: ECE, Siemens, 2001
Total added:
USA 241 GW,
EU 155 GW

17. Average fuel price for electricity generation, USA, 1998-99



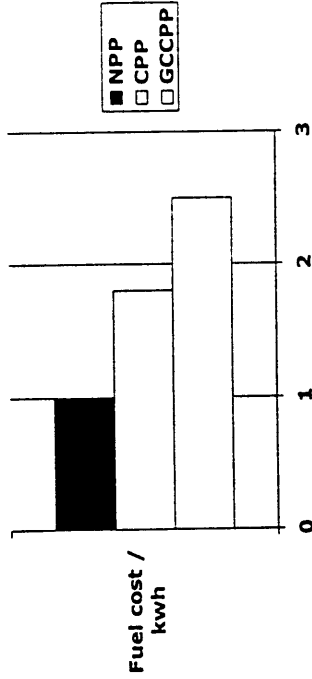
Source: EIA, 2000

18. Cost structure of electricity production, LMC, total = 100%



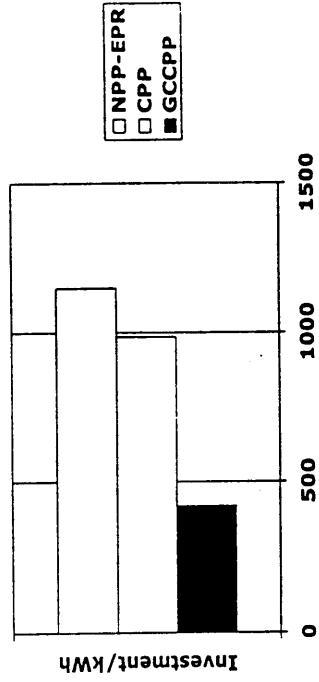
Source: ECE secretariat

19. Fuel costs in PP, in USc/kWh, estimate, 1999-2001 average



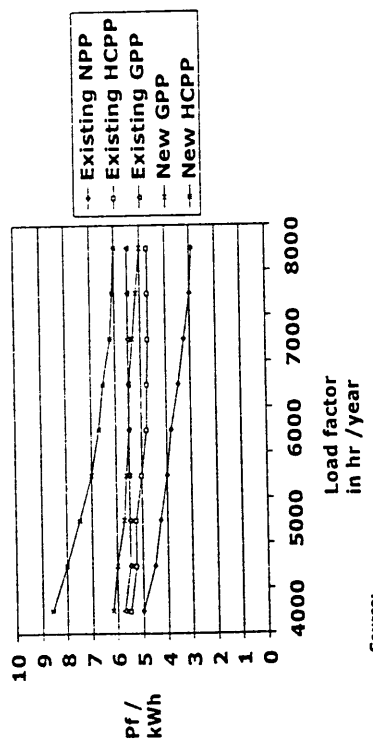
Source: ECE secretariat

20. Specific investment costs in PP, in \$/kW, estimate, 1999/2000



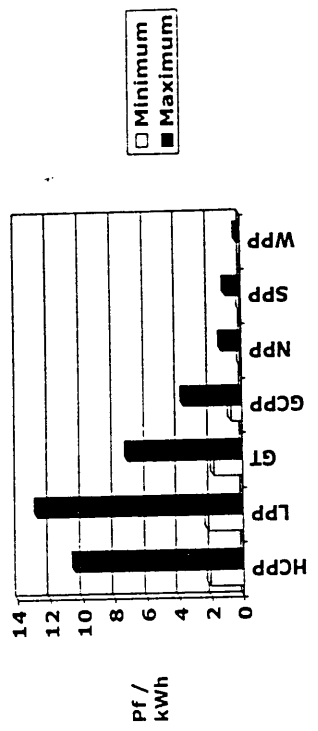
Source: ECE secretariat

21. Generation cost of various PP, example of Germany, Pf/kWh, 1999



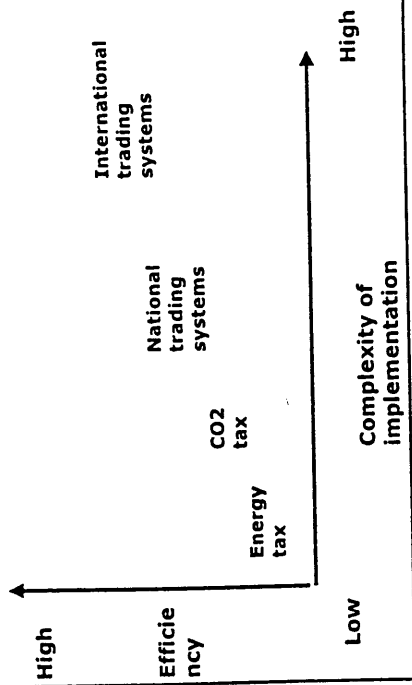
Source: Bayernwerk, 1999

22. External cost of generating electricity, Pf/kWh, EU, 1999



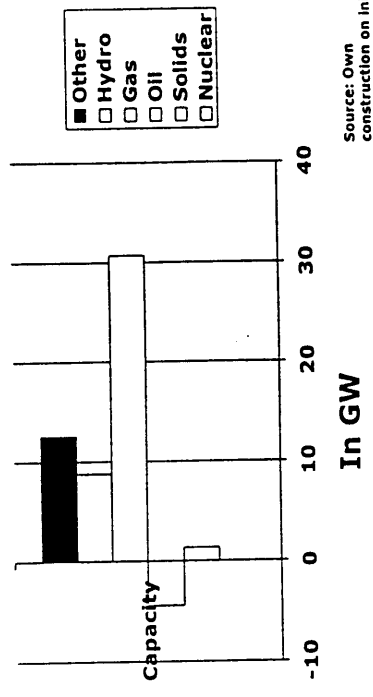
Source: EU

23. Alternative ways of capturing a part of external electricity generation costs: case in point - emissions



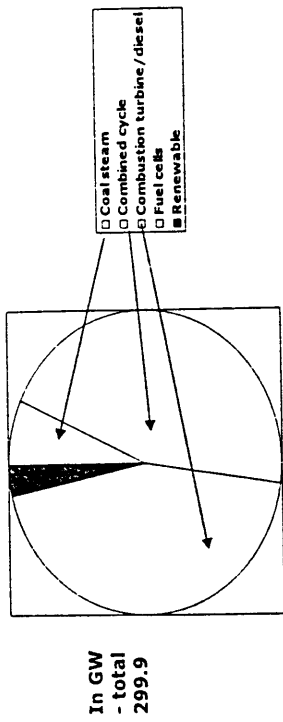
Source: BE

24. Expected PP net commissioning, W Europe, 1997-2005, in GW



Source: Own construction on initial Eurelectric data

**25. Projected additions to electricity
generation capacity, by technology type,
USA, 1999-2020**



Source: Own construction based
on EIA data