

**Снижение потребления
природного газа в Беларуси:
ядерный и инновационный сценарии**

Монография

Минск, 2009

УДК 338.45:621.38
ББК 65.304.14
С50

авторы:

Чупров Владимир Алексеевич, руководитель энергетического отдела «Гринпис» (Россия, г. Москва);

Бодров Олег Викторович, руководитель общественной организации «Зеленый Мир» (Россия, г. Сосновый Бор, Ленинградская область);

Шкрадюк Игорь Эдуардович, кандидат технических наук, эксперт Международного социально-энергетического сообщества (Россия, Москва)

Книга написана по заказу сети неправительственных организаций по изучению мирового опыта вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС «Декоматом». www.decomatom.org.ru

С 50 Снижение потребления природного газа в Беларуси: ядерный и инновационный сценарии: моногр. / «Декоматом» – сеть неправительственных организаций по изучению мирового опыта вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС; В.А. Чупров, О. В. Бодров, И. Э. Шкрадюк. – Минск: Бестпринт, 2009. – 110 с.

ISBN 978-985-6767-97-8.

Правильность выбранного решения во многом зависит от того, насколько мы информированы о рисках и перспективах последствий решения, оценки расходов которые потребуются для реализации проекта и последствий выбранного решения. Представленная в этой брошюре экспертная оценка была выполнена для более полной и более взвешенной оценки решения, по какому сценарию будет развиваться энергетика Беларуси в ближайшие десятилетия. Ведь от принятого решения зависит и политическое положение государства и энергетическая безопасность.

Адресуется всем, кто интересуется вопросами рачительного энергопотребления.

ISBN 978-985-6767-97-8

УДК 338.45:621.38
ББК 65.304.14

© Чупров В.А., Бодров О.В., Шкрадюк И.Э., 2009.
© «Декоматом» – сеть неправительственных организаций по изучению мирового опыта вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС, 2009.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 4 |
| 1. Структура и прогноз энергопотребления в РБ | 6 |
| 2. Энергетические сценарии РБ | 13 |
| 2.1. Ядерный сценарий..... | 13 |
| 2.2. Инновационный сценарий на основе ВИЭ | 18 |
| 2.2.1. Потенциал возобновляемых источников энергии | 18 |
| 2.2.2. Ветровая энергетика | 19 |
| 2.2.3. Использование биомассы в энергетике | 22 |
| 2.2.4. Потенциал энергоэффективности в газовой генерации..... | 23 |
| 2.2.5. Характеристика инновационного сценария | 24 |
| 2.3. Сводные данные по ядерному и инновационному сценариям | 26 |
| 3. Корректность экономических расчетов при принятии решения о строительстве АЭС в РБ | 29 |
| 4. Риски атомного сценария | 37 |
| 4.1. Риски аварий..... | 37 |
| 4.2. Инвестиционные риски, связанные со стоимостью и сроками строительства АЭС | 39 |
| 4.3. Риски, связанные с обеспеченностью топлива | 42 |
| 4.4. Некоторые риски, связанные с незапланированным ростом эксплуатационной составляющей тарифа | 44 |
| 4.5. Экономические риски, связанные с интеграцией АЭС и повышением аварийности в энергосети | 45 |
| 4.6. Трансграничные риски атомной энергетики..... | 45 |
| 4.7. Экономические риски, связанные с выводом из эксплуатации | 47 |
| 5. Тенденции мировой энергетики | 50 |
| Литература | 52 |

ВВЕДЕНИЕ

*Карл Георг Хейер, профессор, директор центра исследований,
колледж Университета Осло*

Данный очень обстоятельный отчет группы экспертов напоминает нам, что самые важнейшие проблемы, связанные с использованием ядерной энергии имеют глобальный характер и сегодня столь же важны, как и примерно тридцать лет тому назад. Следует помнить, что в 1970 и 1980 годы серьезные планы развития ядерной энергетики были даже в Норвегии. Согласно этим планам в Норвегии к настоящему времени должно было быть построено около 12-15 ядерных реакторов, размещенных на 4-5 атомных электростанциях. Из-за яростного сопротивления общественности Парламент Норвегии отклонил эти планы, по крайней мере, предварительно, еще в 1975 г. Подобные планы были также отклонены и в Дании, и эти две скандинавских страны с тех пор выступали в качестве зон, свободных от ядерной энергии. В Швеции Парламент решил постепенно демонтировать и вывести все действовавшие в стране ядерные реакторы. Данное решение очень активно и широко обсуждалось на международном уровне. Тем не менее, позднее у Швеции возникли сложности с выполнением указанного решения.

Две серьезных аварии на ядерных реакторах в значительной мере повлияли как на обсуждение, так и на решения. Первая авария произошла в марте 1979 г. и была связана с потерей хладагента (ЛОСА) на одном из двух реакторов на атомной электростанции Тримайл Айленд неподалеку от Харрисбурга (штат Пенсильвания, США). Контроль над реактором был восстановлен лишь за несколько часов до расплавления его ядерных тепловыделяющих элементов. 140 000 человек были вынуждены оставить свои дома на более или менее продолжительный период. С точки зрения последствий неуправляемый выброс радиоактивности в окружающую среду не был столь угрожающей аварией. Но он продемонстрировал все возможные варианты исходов. И не в последней мере, эта авария указала на потребность выбросить в мусорную корзину все прежние определенные в количественном выражении оценки риска. В США данная авария привела к мораторию на ввод в действие новых ядерных реакторов. Потребовалось 6 лет, чтобы реактор станции Тримайл Айленд можно было запустить снова. И это стало серьезным доказательством уязвимости ядерной энергии как источника энергии, поскольку имеют место более или менее серьезные аварии.

На основе почти единодушных рекомендаций общественной комиссии представители промышленных кругов в середине 1980 гг. попытались возвратиться к разработке планов развития ядерной энергетики в Норвегии. Выбранный ими момент, по крайней мере, для них самих, нельзя было назвать удачным. Произошедший 26 апреля 1986 г. взрыв на 4 энергоблоке электростанции в Чернобыле (Украина) привел к самой серьезной аварии в ядерной энергетике за всю ее историю. В

итоге общепризнано, что обширные территории и населенные пункты в Украине, Беларуси и России подверглись серьезному загрязнению радиоактивными осадками. Но и в самых удаленных районах Норвегии уровень выпадения [радиоактивных] осадков был достаточно большим, что вызвало необходимость принятия безотлагательных контрмер для защиты здоровья населения от долгосрочных последствий.

Теперь, более двадцати лет спустя, некоторые из этих контрмер все еще актуальны, особенно те, которые были направлены на противодействие накоплению радиоактивного цезия в мясе северных оленей и овец, пасущихся на горных пастбищах. Общие объемы [изотопов] цезия 137 и 134, выпавшего на территории Норвегии нельзя назвать большими с практической точки зрения. Теоретически, их можно было бы собрать в чайную чашку. С другой стороны, количество радиоактивных осадков было действительно очень большим, и, по оценкам, они будут присутствовать на довольно высоком уровне в норвежских экосистемах в течение большей части нынешнего десятилетия.

Как и другие европейские страны, Норвегию застали врасплох. Разными способами: с географической точки зрения территория выпадения осадков была довольно большой. Пострадали почти все европейские страны, территория многих из них была заражена радиоактивными осадками с высоким уровнем концентрации на очень большом удалении от источника радиации в Чернобыле. Данные модели и расстояния распространения радионуклидов серьезно отличались от существовавших моделей, используемых при оценке риска и планировании непредвиденных обстоятельств. И появились новые цепи биологической концентрации радионуклидов, о многих из них никогда не задумывались ранее, по крайней мере, в плане их доказанной важности. Веские доказательства отклонили прежние модели и оценки биологического полувыведения нуклидов.

Кроме того, была и сама авария. Большинство европейских экспертов - включая и меня - разделяло мнение, что реакторы РБМК на графитовых замедлителях российского производства были, несомненно, менее уязвимы к авариям по сравнению с западными реакторами на легкой воде (ЛВР), как с избыточным давлением, так и кипящего типа. Считалось, что на реакторах ЛВР, в принципе, может произойти авария с полным и неконтролируемым расплавлением [топливных элементов] в отличие от технологии РБМК. Это был так называемый "*китайский синдром*", когда горячее топливо растапливает себе путь в земле визуальное по направлению из США в Китай. Нас всех застал врасплох тип и масштаб аварии с реактором в Чернобыле. Однако не выбросом радиоактивности, когда, в конце концов, произошла авария. Конечно, недостаточный внешний барьер безопасности в большинстве российских реакторов, столь важный для западных реакторов, подвергся серьезной критике.

В отчете приводится систематическое описание других важнейших проблем, как правило, связываемых с ядерной энергией. Это касается безопасности и серьезных этических проблем, вызванных постоянным производством длительно сохраняющихся радиоактивных отходов. Подобные типы проблем, вызванные долго-

срочным выводом из строя установок с различными типами цикла ядерного топлива, переработки и обогащения, а также реакторов. Имеются проблемы транспортной безопасности при сведении воедино всех топливных установок и мероприятий. И не в последней степени свойственная и потенциально серьезная связь между ядерной энергией и ядерными бомбами, так как сама история ядерной энергии насчитывает более шестидесяти лет. Ядерные реакторы непрерывно производят изотоп плутония 239, который применялся в ядерной бомбе, сброшенной на Нагасаки. И установки для обогащения создают возможности производства достаточно обогащенного изотопа урана 235, использованного при создании ядерной бомбы, примененной против Хиросимы.

В Норвегии, как и в других странах Европы, серьезное возражение [общественности] против ядерной энергии заставило сконцентрировать проблемы энергетики по-новому, что также является значительным достижением данного отчета. Большой потенциал новых форм производства энергии из возобновляемых и экологически чистых источников, солнца, ветра, биомассы и низкотемпературного тепла из земли, стали критическими элементами нового подхода к производству *“энергии из возобновляемых источников”*. И в определении этих путей важную роль также играет значительная экономия энергии, и преимущества от эффективного использования энергии. Возражения против ядерной энергии и многие “нет” в связи с дальнейшим производством и использованием ядерной энергии, главным образом, сместили акценты в дискуссии. Но постепенно важность [возобновляемых источников] росла и стала неотъемлемой частью новой стратегии. И как сегодня описывается будущее, с наиважнейшим ответом на проблемы изменения климата, чистые источники энергии считаются основой для развития стратегии в сфере энергетики для всей Европы. Надеемся, данный отчет внесет свой вклад, чтобы подобные источники стали действительностью и в Республике Беларусь.

РЕЗЮМЕ

Беларусь как и многие страны мира в ближайшие годы должна принять решение по тому, как будет выглядеть энергетика на ближайшие десятилетия. От того, какие будут приняты решения, зависят энергетическая безопасность и политическое положение государств.

Критическая зависимость от импорта все дорожающего газа подтолкнули Совет Безопасности Республики Беларусь принять 31 января 2008 г. политическое решение о строительстве атомной станции.

При принятии этого решения не был учтен ряд факторов, которые ставят под сомнение правильность сделанного выбора.

1. Ряд вводных данных, использованных для научно-экономического обоснования строительства АЭС, были ошибочны:

- Удельная стоимость капстроительства АЭС, использованная в расчетных моделях, – 1116 долл./кВт – была явно занижена. В соответствии с правительственными решениями Российской Федерации, стоимость капстроительства почти в 2 раза выше и составляет 2140 долл./кВт (на 2007 г.)

- При обосновании возможности строительства АЭС использовались данные Всемирной ядерной ассоциации, в соответствии с которыми себестоимость электроэнергии АЭС во Франции составляет 2,54 и 3,93 евроцентов/кВт·час. По расчетам НАН Беларуси, ввод АЭС в энергосистему республики позволит стабилизировать себестоимость производства электроэнергии на уровне 13 центов/кВт·час в период 2025-2030 гг., тогда как при «газовом» варианте развития энергосистемы себестоимость поднимется до уровня 18 центов/кВт·час в 2025 г. и 21 цент/кВт·час в 2030 г. Однако это далеко не так. В 2008 году в связи с ростом стоимости строящегося реактора во Фламанвиле (Франция) на 20% с 3,3 до 4 млрд. евро, прогнозная стоимость электроэнергии была увеличена с 4,6 до 5,4 евроцентов/кВт·час. В результате тендера на строительство АЭС в Турции заявленная цена на отпускаемую электроэнергию с энергоблоков российского дизайна составила 20,79 центов/кВт·час.

2. Экономические расчеты, на основании которых было принято решение, не учитывают ряд принципиальных моментов:

- Реальная стоимость строительства по опыту возведения атомных энергоблоков в России будет значительно выше изначальной. Например, реальная стоимость строительства третьего блока Калининской АЭС (введен в 2004 г.) оказалась более чем в 2 раза выше заявленной. А по расчетам авторов проекта второй очереди Балаковской АЭС, увеличение объема капитальных вложений в промстроительство более чем на 60% делает строительство энергоблоков ВВЭР-1000 нерентабельным.

- **Рост официальной стоимости удельных капвложений в атомной генерации значительно превышает инфляционные показатели: за 7 лет стоимость 1000 МВт энергоблока выросла почти в 3 раза – с 20,2 млрд. рублей в 2000 г. до 55,7 млрд. рублей в 2007 году.**

- Строительство АЭС потребует строительства неядерных мощностей для дополнительного горячего резерва в 550 МВт стоимостью порядка 0,8 млрд. долл.

и ГАЭС мощностью 1 ГВт для компенсации низкой маневренности ядерной энергетики.

- Необходимость ввода дополнительного горячего резерва на основе газа снижает эффективность АЭС, с точки зрения экономии газа, на 0,12 млрд. куб. м.

- С 2005 года после взлета и падения цен на уран и нефть стоимость урана относительно нефти и газа выросла вдвое. Стоимость конверсии урана на мировом рынке с 2004 года выросла более чем на 40%, стоимость обогащения выросла с 2005 года примерно на 45%. В 2009 году стоимость утилизации отработавшего ядерного топлива украинских АЭС в России выросла примерно на 17%. Все это явно превышает использованный в расчетах прогноз ежегодного роста стоимости ядерно-топливного цикла в 0,5%.

3. Строительство АЭС приведет только к частичному решению проблемы зависимости от импорта газа. Атомная генерация позволит заместить примерно 4,35 млрд. куб. м газа. Без учета газа, который используется в качестве сырья (3 млрд. м³), абсолютное сокращение потребляемого газа составит к 2020 г. примерно **23%** – снижение импорта газа для энергетики с 18,5 млрд. куб. м до 14,1 млрд. куб. м. По другим оценкам, сокращение составит 3,51 млрд. куб. м или 20%. С учетом газа, необходимого для дополнительного горячего резерва эффект сокращения будет еще ниже.

4. Строительство, эксплуатация и демонтаж АЭС ведут к значительным экономическим и технологическим рискам, требующим отдельного рассмотрения.

5. Выбор реактора российского производства ВВЭР-1000 означает и выбор поставщика уранового топлива. Ни одна страна, имевшая построенные Советским Союзом АЭС, не смогла сменить поставщика ядерного топлива, что подтверждает тезис об очередной монопольной зависимости Беларуси от России.

6. Снижение энергопотребления в результате экономического кризиса делает решение о строительстве дорогой АЭС, которое будет продолжаться как минимум восемь лет, крайне рискованным.

Таким образом, строительство АЭС только частично решает проблему замещения импорта газа, создавая при этом массу новых проблем, в том числе для бюджета РБ, так как изначально убыточный ядерно-топливный цикл будет постоянно требовать дотации на протяжении десятилетий.. При наличии альтернативных более дешевых и безопасных способов сокращения потребления газа, атомный сценарий является дорогим и самым рискованным.

Значительное сокращение импорта газа на среднесрочную перспективу (20-30 лет) возможно за счет модернизации газовой энергетики РБ и использования возобновляемых источников энергии.

Альтернативный инновационный сценарий, предлагаемый в настоящей записке, позволяет снизить потребление газа в энергетике почти на **50%** с 18,5 млрд. куб. м. до 9,3 млрд. куб. м. при удельных затратах на единицу сэкономленного газа на **20-40%** меньше, чем в ядерном сценарии.

С учетом этого видится целесообразным, как минимум, отложить решение о строительстве АЭС. Как максимум, принять решение о развитии в республике возобновляемой энергетики – до 2020 года на основе биомассы и утилизации ветрового потенциала, а в перспективе и солнечной энергии.

1. СТРУКТУРА И ПРОГНОЗ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ В РБ

1.1. Существующая структура и прогноз энергопотребления в РБ

После распада СССР энергобаланс Беларуси резко изменился в сторону замещения мазута и угля природным газом.

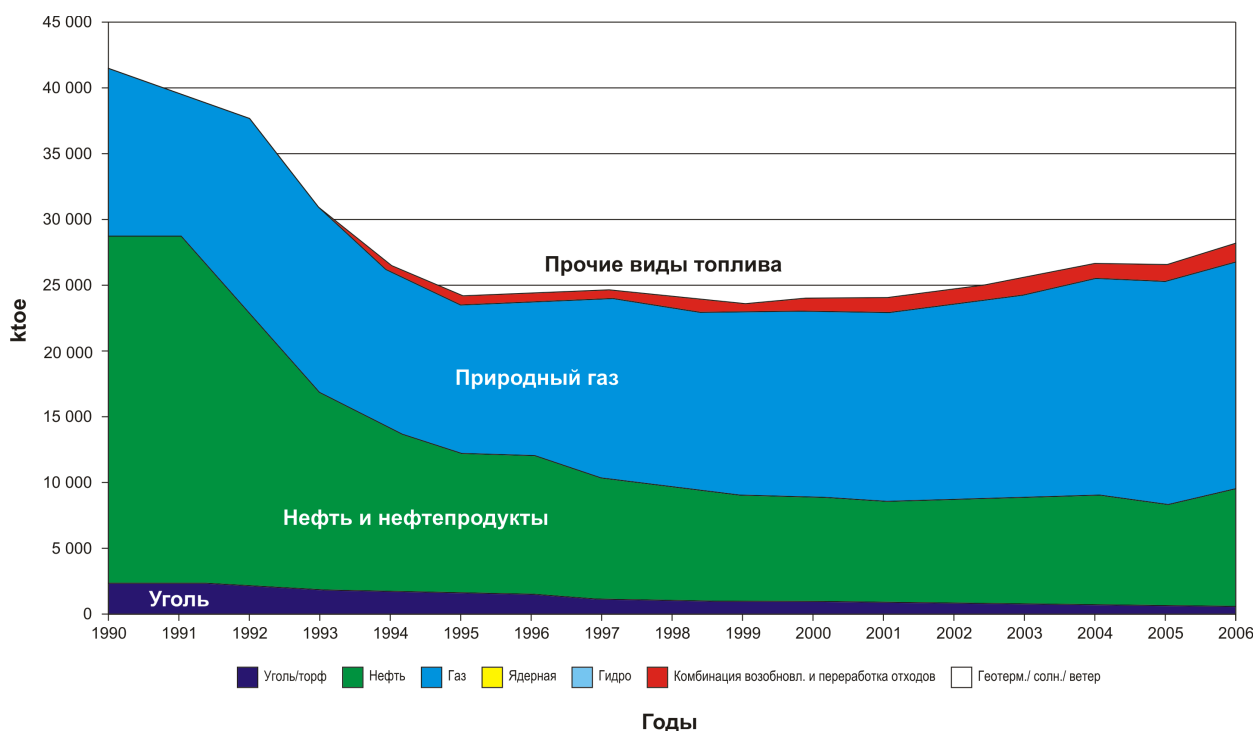


Рисунок 1 – Изменение структуры потребления топлива в Беларуси в 1990-2006 гг., (здесь 1 ktoe (тонна нефтяного эквивалента) = 10 034 Гкал = 1 430 туг. Источник – Мировое энергетическое агентство <http://www.iea.org/statist/index.htm>)

В перспективе до 2020 г. основным видом топлива для производства электроэнергии и тепла остается природный газ. Однако его доля в котельно-печном топливе должна быть снижена с нынешних 80% до 60%¹. Газ обеспечивает 95-96% выработки электроэнергии.

¹ В настоящей записке рассматриваются сценарии применительно только к котельно-печному топливу.

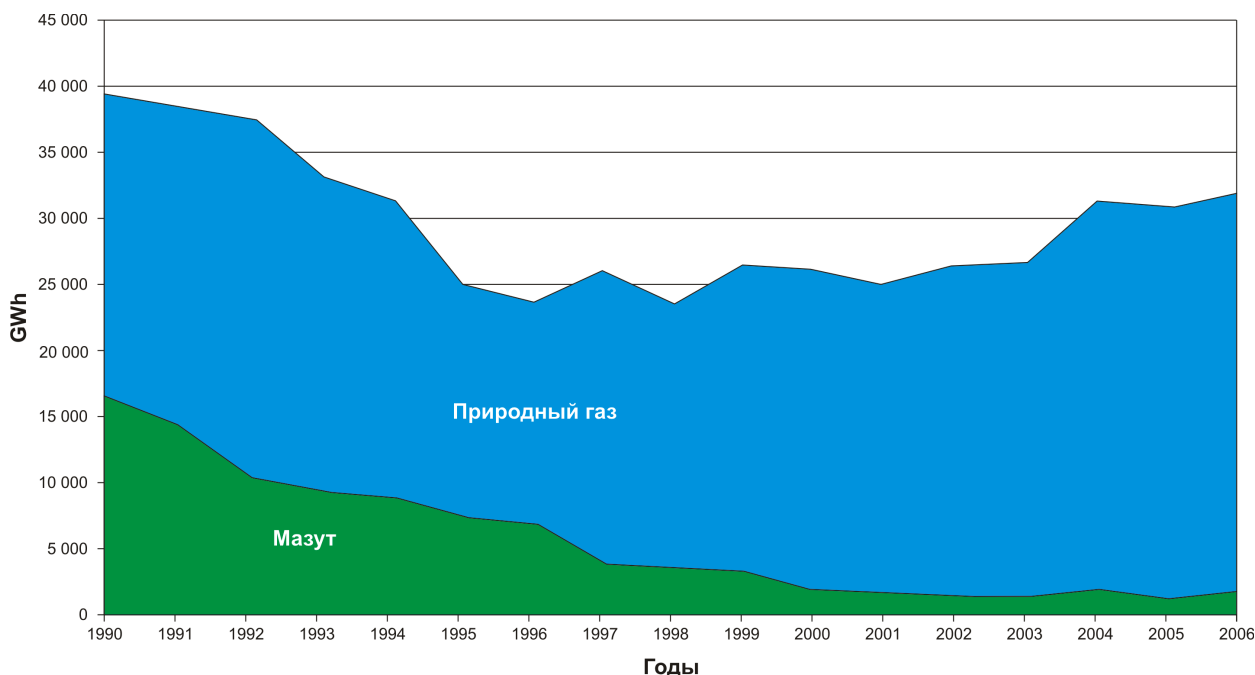


Рисунок 2 – Изменение структуры потребления топлива для выработки электроэнергии в Беларуси в 1990-2006 гг. Источник – сайт Мирового энергетического агентства <http://www.iea.org/statist/index.htm>

Таблица 1 – Баланс природного газа в 2006 г. Источник – Мировое энергетическое агентство <http://www.iea.org/statist/index.htm>

| | млн. т н.э. | млн. тунт | млрд. м3 | ТДж | % |
|---|-------------|-----------|----------|--------|------|
| Собственное производство | 0,20 | 0,27 | 0,23 | 8458 | 1,1% |
| Импорт | 19,12 | 25,65 | 22,30 | 802874 | |
| Экспорт | | | | | |
| Изменение запасов | -0,21 | -0,28 | -0,24 | -8805 | |
| Общее потребление | 19,11 | 25,64 | 22,29 | 802527 | 100% |
| Потребление в энергетике, в т.ч. | 14,03 | 18,82 | 16,36 | 589063 | 73% |
| ГРЭС | 3,94 | 5,28 | 4,59 | 165418 | 21% |
| ТЭЦ | 6,29 | 8,45 | 7,34 | 264368 | 33% |
| Котельные | 3,79 | 5,09 | 4,42 | 159277 | 20% |
| Потери при транспортировке | 0,20 | 0,26 | 0,23 | 8226 | 1% |
| Прочее, в т.ч. | 4,89 | 6,56 | 5,70 | 205238 | 26% |
| Промышленность | 1,71 | 2,29 | 2,00 | 71837 | 9% |
| Транспорт | 0,40 | 0,53 | 0,46 | 16646 | 2% |
| Домашние хозяйства | 1,32 | 1,77 | 1,54 | 55384 | 7% |
| Сельское хозяйство | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 1352 | 0% |
| Прочее | 0,04 | 0,06 | 0,05 | 1777 | 0% |
| Использование в качестве сырья (нефтехимия) | 1,39 | 1,86 | 1,62 | 58242 | 7% |

Основным потребителем природного газа является государственный концерн «Белэнерго» (58%). Промышленность и транспорт потребляют 18% газа, причем

несколько предприятий нефтехимической отрасли расходуют около более половины этого объема. 90 городов из 104 и 60 поселков городского типа из 110 отапливаются газом.

Установленная мощность всех электростанций концерна "Белэнерго" на 1 января 2008 г. составляла 7882 МВт. 98% установленной электрической мощности РБ представлено тепловыми станциями. Кроме тепловых электростанций в энергосистеме работают 26 малых гидроэлектростанций мощностью 10,3 МВт и блок-станции промышленных предприятий установленной мощностью 146,8 МВт (на 2005 г.), плановая мощность блок-станций на конец 2008 г. составляет 324 МВт.

Удельный расход топлива по энергосистеме в среднем за 2006 г. составил 274,6 граммов у.т./кВт·ч с учетом отпуска тепла.

Газовая энергетика Беларуси является крайне неэффективной. КПДэл. в среднем по газовым ТЭС составляет примерно 27% (39% по ГРЭС и 19% по ТЭЦ), при том, что нынешние технологии позволяют достигать КПДэл. 60% (для конденсационных станций). Даже с учетом значительной доли ТЭЦ (более половины установленной электрической мощности) эффективность использования голубого топлива является низкой. Коэффициент использования топлива (КИТ), учитывающий полезный отпуск тепла и электроэнергии составляет по ТЭЦ только 76%, при том, что при оптимальной когенерации КИТ может достигать 90%.

Оборудование сильно изношено, поэтому около 1000 МВт мощностей постоянно находится в ремонте. С учетом зимних тепловых нагрузок, горячего и холодного резерва по 330 МВт это приводит к тому, что энергосистема не имеет резерва мощностей.

Импорт мощности в отопительный сезон составляет 500-870 МВт в зависимости от времени суток.

Ремонты и неравномерность потребления приводят к низкому коэффициенту использования установленной мощности. Среднее время работы энергоблоков составляет около 3900 часов в год (КИУМ около 45%).

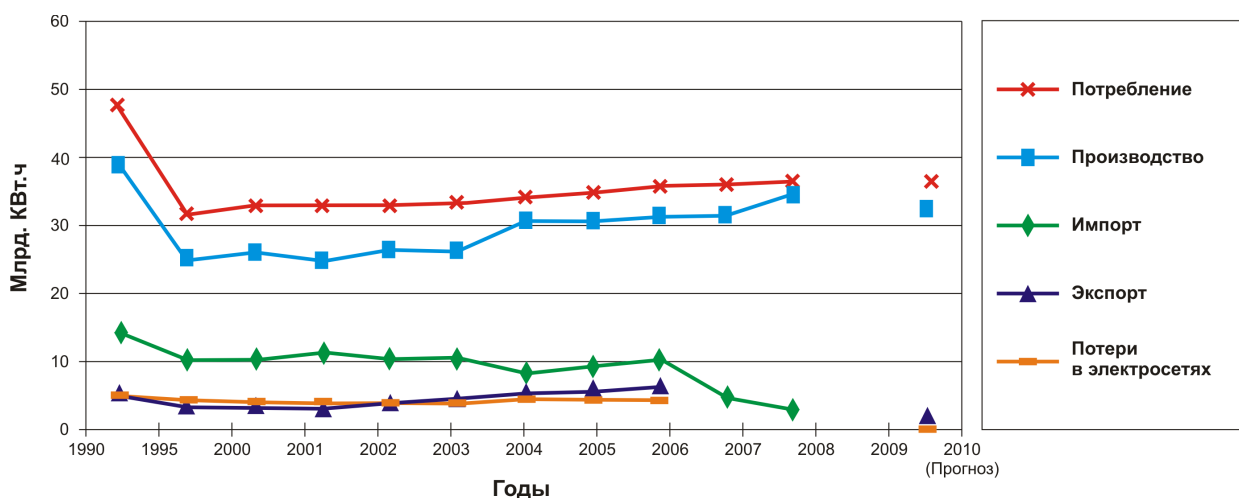


Рисунок 3 - Баланс электроэнергии Республики Беларусь. Источник: Госкомстат РБ

Беларусь традиционно не обеспечивает себя электроэнергией и покрывает дефицит за счет импорта, преимущественно из России и Литвы, параллельно экспор-

тируя электроэнергию, преимущественно в Польшу. Прирост производства на 12,6% в 2004 г. привел в дальнейшем не к снижению импорта, а к увеличению экспорта.

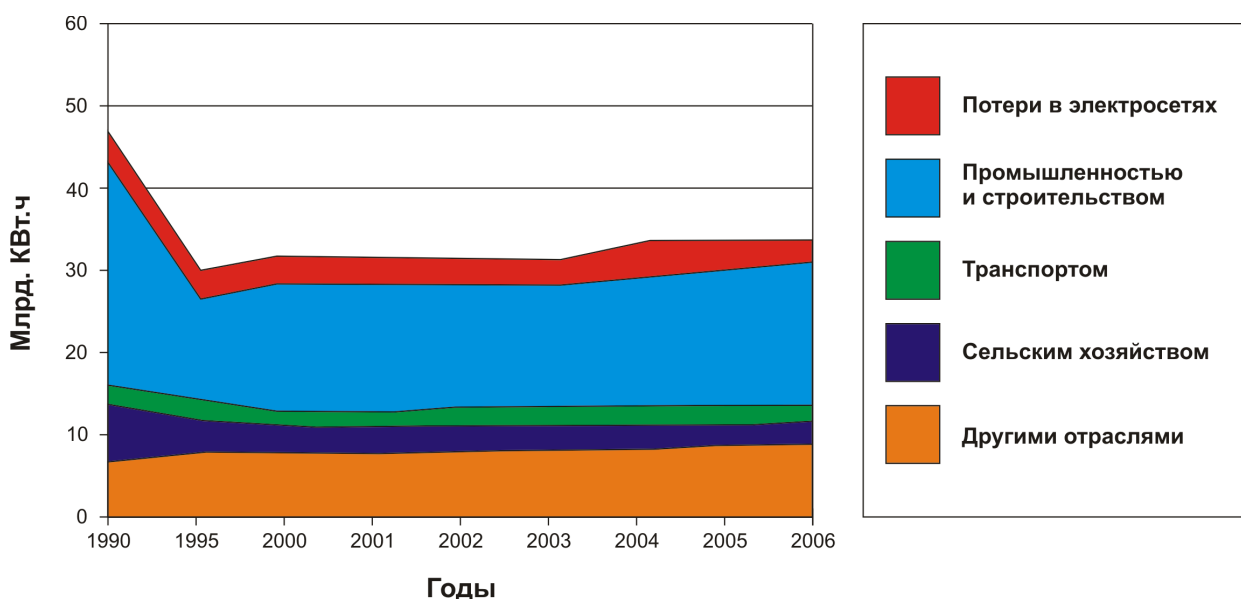


Рисунок 4 - Структура потребления электроэнергии в республике

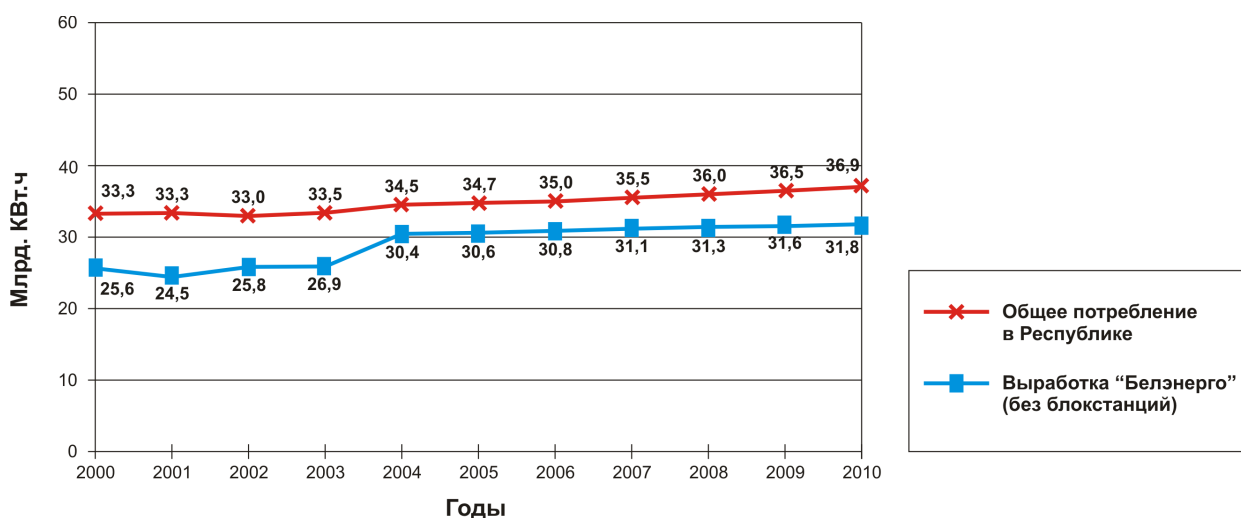


Рисунок 5 - Прогноз потребления электроэнергии 2005 г.

По данным Госкомстата РБ, в 2008 году общее потребление электроэнергии по республике составило 36,8 млрд. кВт·ч, в том числе выработка электроэнергии электростанциями концерна "Белэнерго" – 34,9 млрд. кВт·ч, Экспорт – 5,8 млрд. кВт·ч, импорт – 2,4 млрд. кВт·ч.

Республика Беларусь – единственное государство бывшего СССР, в котором создана система управления энергосбережением. Предприятия ежегодно получают планы по энергосбережению. Снижение энергоемкости ВВП составляет около 6% в год. В 2000-2005 гг. ВВП Беларуси вырос на 42%, в то время как потребление топлива за этот же период увеличилось на 6%. В эти годы стояла задача снизить общую энергоемкость ВВП на 20-25%. По факту снижение составило 25,3%. На 2006-2010 гг. поставлена задача уменьшить эти показатели еще на 26-30%. По предвари-

тельным данным, в 2007 г. энергоемкость ВВП в Беларуси снижена на 7,5 %, в 2008 г. – на 8%. В соответствии с постановлением Совета министров республики №1339, планируется в 2009 г. снизить энергоемкость промышленной продукции на 9%, ЖКХ – на 3%.²

В 2005 г. планировалось увеличить использование местных видов топлива на 340 тыс. т. Фактически рост составил 410 тыс. т.

Прогноз, сделанный в 2005 г. [2], предусматривал, что в 2010 г. энергопотребление составит 36,9 млрд. кВт·ч, в 2020 г. – 41 млрд. кВт·ч., что потребует увеличения установленной мощности примерно на 650 МВт до 8500 МВт.

Таблица 2 - Структура потребления котельно-печного топлива в Республике Беларусь с прогнозом до 2010 г. [2]

| Виды энергоресурсов | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Газ природный | 22,8 | 22,8 | 22,4 | 22,51 | 22,75 | 22,77 | 22,7 |
| в том числе в качестве сырья | 1,4 | 1,46 | 1,5 | 1,8 | 2,2 | 2,2 | 2,2 |
| Мазут | 2,14 | 1,60 | 1,7 | 1,7 | 1,75 | 1,73 | 1,55 |
| в том числе из собственной нефти (включая твердый остаток нефтепереработки начиная с 2008 года) | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 |
| Уголь, включая кокс | 0,28 | 0,15 | 0,16 | 0,17 | 0,18 | 0,19 | 0,20 |
| Газ сжиженный | 0,33 | 0,33 | 0,32 | 0,32 | 0,31 | 0,31 | 0,30 |
| Газ НПЗ | 0,64 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 |
| Топливо печное бытовое | 0,11 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 |
| Прочие местные виды топлива – всего | 2,25 | 2,56 | 2,80 | 3,16 | 3,47 | 3,80 | 4,11 |
| в том числе: | | | | | | | |
| торф и лигнин | 0,60 | 0,75 | 0,94 | 1,07 | 1,13 | 1,15 | 1,18 |
| Дрова | 1,07 | 1,18 | 1,22 | 1,44 | 1,67 | 1,97 | 2,24 |
| прочие виды | 0,58 | 0,60 | 0,63 | 0,66 | 0,67 | 0,68 | 0,69 |
| Итого котельно-печного топлива: | 28,6 | 28,0 | 27,9 | 28,4 | 29,0 | 29,3 | 29,4 |
| В том числе без сырья | 27,1 | 26,4 | 26,4 | 26,6 | 26,8 | 27,1 | 27,2 |
| из него собственное котельно-печное топливо с учетом газа НПЗ, топлива печного бытового и прочих продуктов | 3,55 | 3,86 | 4,09 | 4,45 | 4,75 | 5,07 | 5,37 |
| то же в процентах | 13,1 | 14,6 | 15,5 | 16,7 | 17,7 | 18,7 | 19,7 |
| Теплоутилизационные установки | 0,62 | 0,64 | 0,69 | 0,72 | 0,74 | 0,76 | 0,78 |
| Коммунально-бытовые отходы, ветроустановки | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| Расход местных ТЭР на производство энергии – всего | 4,17 | 4,50 | 4,79 | 5,18 | 5,51 | 5,85 | 6,17 |
| то же в процентах | 15,4 | 17,0 | 18,1 | 19,5 | 20,5 | 21,6 | 22,7 |
| Потребление электрической энергии, млрд. кВт·ч | 34,46 | 34,7 | 35,0 | 35,5 | 36,0 | 36,5 | 36,9 |
| Потребление тепловой энергии, млн. Гкал | 73,0 | 73,2 | 73,9 | 74,5 | 75,2 | 75,9 | 76,5 |

² В настоящей записке при рассмотрении сценариев развития энергетики используются утвержденные Правительством РБ планы энергосбережения.

В начале 2008 г. РУП "БелТЭИ" выполнил прогноз потребности Республики Беларусь в энергоносителях до 2025 г. [20]. Энергопотребление в 2020 г. прогнозировалось на уровне 47,1 млрд. кВт·ч., что потребовало бы ввода около 1000 МВт дополнительных мощностей (рис. 6, 7).

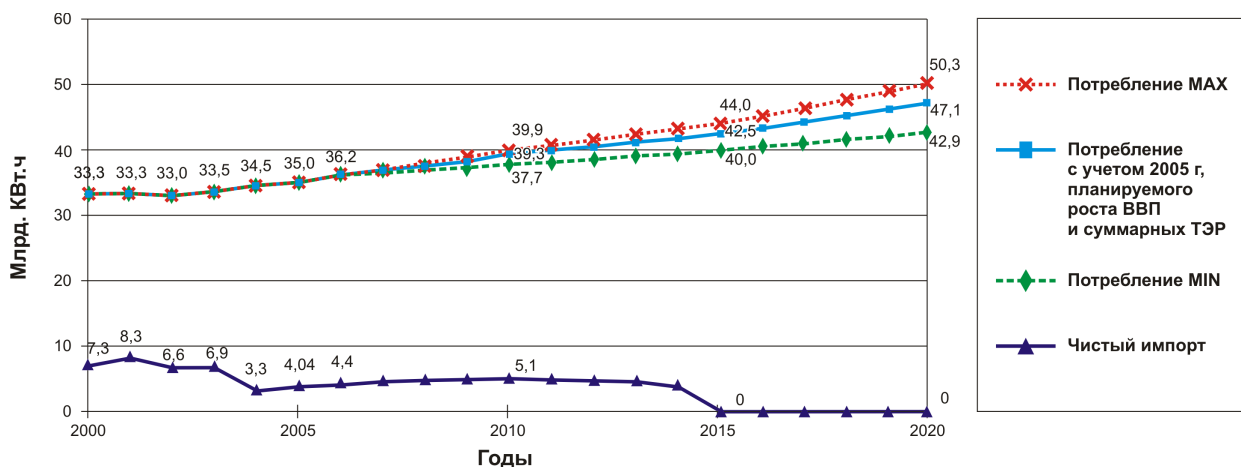


Рисунок 6 - Прогноз "БелТЭИ" потребления электрической энергии до 2020 г.

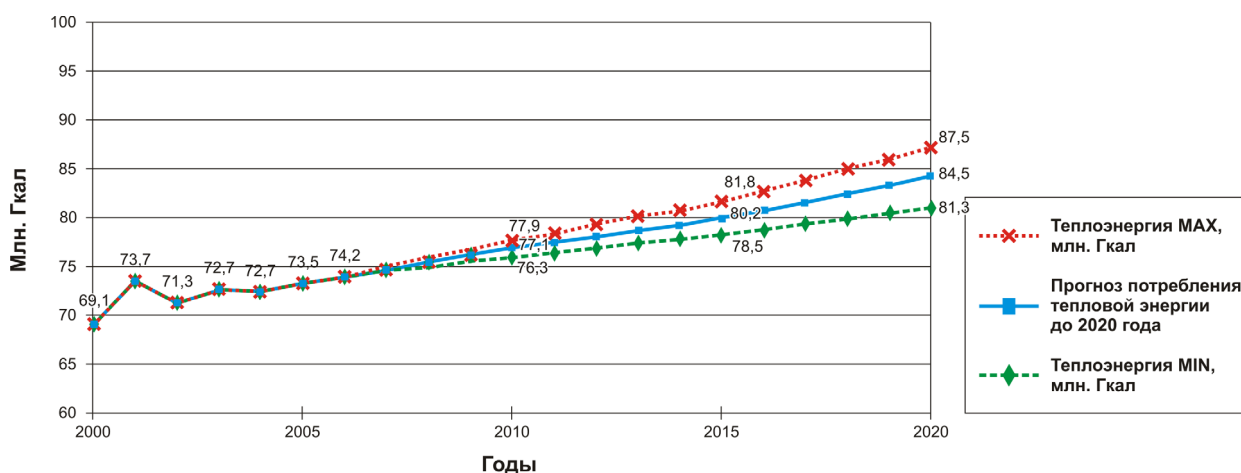


Рисунок 7 - Прогноз "БелТЭИ" потребления тепловой энергии до 2020 г.

Прогноз был сделан исходя из предположения, что среднегодовой темп роста ВВП на период 2005–2015 гг. составит 7,9%, а на период 2015–2030 гг. – 6%. Полученная величина роста ВВП в Беларуси соответствует темпам роста в Китае, что вряд ли осуществимо. В прогнозе сделано также спорное допущение, что 1% роста ВВП влечет 0,3% рост энергопотребления. Экономический кризис неизбежно внесет поправки в этот прогноз.

По данным Белкомстата в январе–феврале 2009 г производство электроэнергии в республике снизилось относительно того же периода предыдущего года 2009 г. на 11,2%.

Следует ожидать снижение роста ВВП в 2009-2012 годах нулевым, что с учетом мер по энергосбережению приведет к снижению энергопотребления примерно на 8% в год³.

В этой связи, для целей настоящей записки рассматривается прогноз энергобаланса по [2].

1.2. Чувствительность белорусской экономики к цене на газ

Себестоимость производства электроэнергии в первую очередь определяется ценой на газ. По данным Министерства энергетики Республики Беларусь, средняя себестоимость электроэнергии по энергосистеме в республике в 2007 г. составила 6,4 цента/кВт·час.

Согласно контракту поставок газа, цена на газ привязана к средневропейской цене с учетом понижающего коэффициента. Со второго квартала 2008 года Беларусь покупает газ по цене 127,9 доллара за тысячу кубометров. По оценке правительства Беларуси средняя входная цена российского газа в 2009 году составит \$148 за 1 тыс. куб. м.⁴ К 2011 году Беларусь должна выйти на оплату газа по европейской цене.

В результате моделирования [4] было установлено, что, если не будут приняты меры, через 5-7 лет при сложившемся уровне энергопотребления повышение цен на газ до 230 долл. США за 1000 м³ может привести к снижению ВВП на 15,7% и конечного потребления на 20%. Поэтому рост экономики оказывается в значительной зависимости эффективности использования природного газа.

³ В России выработка электроэнергии в январе-феврале 2009 г. сократилось по сравнению с январем-февралем 2008 года на 7,2%, в декабре 2008 по сравнению с декабрем 2008 г. на 7% (по оперативным данным Госкомстата РФ) www.gks.ru. Потребление электроэнергии в Украине в январе-феврале 2009 г. упало относительно начала 2008 г. на 14,4%.

<http://www.elec.ru/news/2009/03/05/proizvodstvo-elektroenergii-snizhaetsya-iz-za-umen.html>

⁴ <http://www.interfax.by/news/belarus/51105>

<http://www.vovremya.info/news/1238168742.html>

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СЦЕНАРИИ РБ

2.1. Ядерный сценарий

Строительство в Беларуси электростанции, работающей на ядерном топливе, уже начиналось в 1983 году, когда под Минском начала возводиться Минская АТЭЦ (атомная электроцентраль). Ее мощность должна была составить 2000 МВт. Одновременно начал прорабатываться вопрос строительства Белорусской АЭС. После 1986 года строительство АЭС так и не было начато, а на базе Минской АТЭЦ, которая к 1986 г. была завершена на 70%, была построена Минская ТЭЦ-5.

После распада СССР в 1992 г. Правительством Беларуси была одобрена программа развития энергетики и энергоснабжения до 2010 года. Впервые после аварии на Чернобыльской АЭС в ней отдельным пунктом была предусмотрена возможность строительства на территории страны атомной электростанции.

Распоряжением председателя Совета Министров Республики Беларусь от 31 марта 1998 года была создана Комиссия по оценке целесообразности развития в Беларуси атомной энергетики. Комиссию в составе 34 человек возглавил вице-президент Национальной академии наук П.А. Витязь. Обсудив проблему и пути её решения, комиссия большинством голосов приняла следующее заключение:

1. Максимально использовать имеющиеся ресурсы для реализации энерго-сберегающих технологий, использования альтернативных источников энергии, реконструкции и строительства парогазовых установок.

2. В течение ближайших 10 лет в Беларуси нецелесообразно строить атомную станцию, но необходимо продолжить работы по подготовке к развитию атомной энергетики в будущем.

В 2008 году руководство РБ вернулось к рассмотрению возможности строительства АЭС и 31 января 2008 г. Совет Безопасности Республики Беларусь принял политическое решение о строительстве атомной станции в Республике Беларусь.

Государственная комиссия по выбору места размещения земельного участка для строительства в Беларуси АЭС 20 декабря 2008 г. приняла решение, что атомная электростанция будет строиться на Островецкой площадке в Гродненской области. Подписаны протокол заседания госкомиссии и акт выбора места размещения земельного участка для строительства атомной станции. Выбор был сделан по результатам изучения трех площадок: Островецкой в Гродненской области, Краснополянской и Кукшиновской – в Чаусском и Шкловском районах Могилевской области.

2.1.1. Характеристика ядерного сценария

В соответствии со сценарием, в 2015 году должен быть введен первый блок АЭС и к 2020 г. второй энергоблок.⁵

⁵ По другим данным первый блок должен быть введен в 2016 году и второй в 2018 году.

По расчетам НАН Беларуси, ввод АЭС суммарной мощностью 2000 МВт в энергосистему республики в период 2016-2018 гг. позволит стабилизировать себестоимость производства электроэнергии энергосистемой республики на уровне 13 центов/кВт-час в период 2025-2030 гг., тогда как при «газовом» варианте развития энергосистемы себестоимость поднимется до уровня 18 центов/кВт-час в 2025 г. и 21 цент/кВт-час в 2030 г.

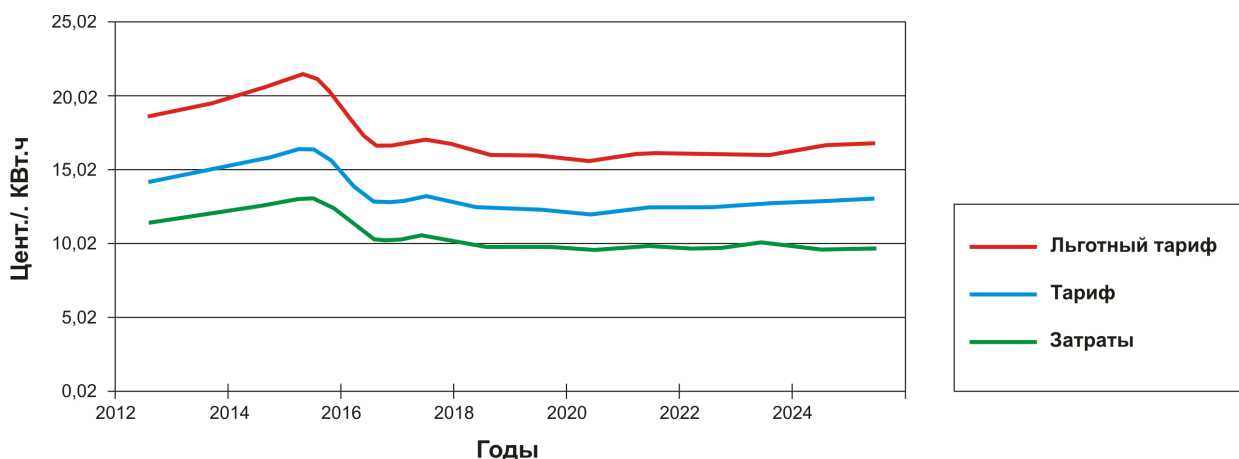


Рисунок 8 - Ожидаемые затраты на производство электроэнергии [21]

Авторы [21] связывают снижение тарифа с вводом первого энергоблока АЭС.

Таблица 3 - Прогноз структуры потребления котельно-печного топлива до 2020 года по сценариям развития с АЭС и без АЭС (млн. т у.т.) из гос. программы модернизации основных фондов 2005 г. [2]

| Виды энергоресурсов | Годы | | | | | |
|------------------------------|-------|------|---------|-------|---------|-------|
| | 2005 | 2010 | 2015 | | 2020 | |
| | | | без АЭС | с АЭС | без АЭС | с АЭС |
| Газ природный | 22,8 | 22,7 | 23,01 | 20,51 | 24,23 | 19,23 |
| В том числе в качестве сырья | 1,46 | 2,2 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 |
| Мазут | 1,6 | 1,55 | 1,6 | 1,6 | 1,4 | 1,4 |
| Уголь | 0,15 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Газ сжиженный | 0,33 | 0,3 | 0,32 | 0,32 | 0,2 | 0,2 |
| Газ НПЗ | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 | 0,45 |
| Топливо печное бытовое | 0,11 | 0,09 | 0,12 | 0,12 | 0,1 | 0,1 |
| Местные и прочие | 2,56 | 4,11 | 5,75 | 5,75 | 6,3 | 6,3 |
| В том числе: | | | | | | |
| торф и лигнин | 0,75 | 1,18 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 |
| дрова | 1,18 | 2,24 | 3,2 | 3,2 | 3,5 | 3,5 |
| прочие виды, в том числе ГЭС | 0,62 | 0,69 | 1,25 | 1,25 | 1,4 | 1,4 |
| Ядерное топливо | | | | 2,5 | | 5 |
| Итого | 28,0 | 29,4 | 31,45 | 31,45 | 32,88 | 32,88 |
| Покупная электроэнергия | 1,54 | 1,4 | 1,26 | 1,26 | 1,12 | 1,12 |
| Всего | 29,54 | 30,8 | 32,71 | 32,71 | 34,0 | 34,0 |

Ядерная генерация должна заместить газ в объеме 5 млн. т у.т. Доля ядерной генерации в общем балансе котельно-печного топлива составит к 2020 году 16%, в производстве электроэнергии примерно 30-32%.

При этом абсолютный прирост потребления первичных ТЭР должен составить около 3,34 млн. т у.т. к 2020 году (без учета газа в качестве сырья и импорта электроэнергии). Прирост должен произойти за счет местных ресурсов, в основном торфа, ГЭС и древесного топлива. В соответствии с Государственной комплексной программой модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах (далее Программой), предусматривается увеличение объема производства и потребления местных видов топливно-энергетических ресурсов с 4,5 млн. т у.т. в 2005 году до 6,17 млн. т у.т. к 2010 году, в том числе (в млн. т у.т.):

| | |
|---|------|
| - дров и отходов лесозаготовок | 2,24 |
| - торфа и лигнина | 1,18 |
| - прочих видов топлива | 0,69 |
| из них: | |
| - отходов деревообработки | 0,37 |
| - ГЭС | 0,07 |
| - тепловых вторичных энергоресурсов | 0,78 |
| - коммунально-бытовых отходов и ветроустановок | 0,02 |
| - попутного газа и продуктов переработки из собственной нефти | 1,26 |

В соответствии с Программой, предполагается также снизить энергоемкость ВВП на 25–30 процентов к уровню 2005 года.

Исходя из предложенного сценария, к 2020 году электрическая генерация (41 млрд. кВт-часов/год) может примерно выглядеть следующим образом⁶:

| |
|--|
| - АЭС – 13,1 млрд. кВт-часов (при КИУМ 75%) |
| - ГЭС – 0,5 млрд. кВт-час |
| - Ветер – 0,01 млрд. кВт-час |
| - импорт – 3 млрд. кВт-час |
| - Турбодетандерные установки (60 МВт, КИУМ 60%) – 0,3 млрд. кВт-час |
| - ТЭЦ на местных видах топлива (17 МВт к 2010 г., КИУМ 60%) – 0,1 млрд. кВт-час |
| - Мазут – 1,7 млрд. кВт-часов |
| - Газ (ориентировочно) – 22,3-25,3 млрд. кВт-часов (с учетом и без учета импорта). |

Как видно из приводимых оценок, сценарий предполагает крайне низкую вовлеченность ВИЭ в электрогенерацию – 0,9 млрд. кВт-час или 2,1% в общем объеме производимой электроэнергии к 2020 г. (с учетом турбодетандерных установок). Большая часть энергии на основе местных ТЭР предназначена для получения энергии для отопления.

⁶ В течение последних 3 лет появились значительные корректировки предложенного сценария, в том числе связанные с увеличением доли угля.

Сравнение финансовых потоков для ядерного и традиционного газового сценариев, выполненное в 2005 г. в институте Сосны, показало, что экономический эффект от строительства АЭС по сравнению со строительством новых газовых мощностей достигается только на 20-м году после начала строительства [3].

2.1.2. Сокращение потребления газа в ядерном сценарии

В масштабах страны, до 2020 г. абсолютное сокращение потребляемого газа в энергетике составит примерно **23%** – с 18,5 млрд. м3 до 14,1 млрд. м3. По другим оценкам [3], сокращение составит 20% – с 18,5 млрд. м3 до 14,9 млрд.м3.

Удельное (не абсолютное) сокращение потребления газа также произойдет за счет модернизации газовых мощностей (в том числе за счет ПГУ-технологий) и повышения КПДэл. По прогнозам, должно быть модернизировано от 2220 до 3000 МВт газовых мощностей, в результате чего при сжигании того же объема газ должна увеличиться выработка электроэнергии.

Исходя из того, что ГПО «Белэнерго» потребляет 58% от всего объема газа включая сырьевой газ, ГПО «Белэнерго» потребляет в настоящее время примерно **11,5 млрд. м3** в год из всего объема импортируемого газа (19,8 млрд. м3 в 2005 г.) Сокращение потребления газа за счет ядерной генерации приведет к снижению потребления газа ГПО «Белэнерго» соответственно с 11,5 млрд. м3 до 7,2 млрд. м3.

Таким образом, общая теплота сгорания газа, сжигаемого ГПО «Белэнерго» в ядерном сценарии к 2020 г. составит 67 млрд. кВт-часов. Исходя из сценарных 22,3-25,3 млрд. кВт-часов, которые будет производить «Белэнерго», можно примерно оценить, какова будет эффективность сжигания оставшихся объемов газа: КПДэл. газовой генерации составит примерно 33,3-37,8%, что сохраняет потенциал дальнейшего снижения потребления газа с учетом наилучшей мировой практики.⁷

Независимо от решения о строительстве АЭС значительный вклад в экономию газа предполагается достичь за счет использования местных ТЭР – замещение потенциального импорта газа в объеме 6,3 млн. тонн условного топлива к 2020 г.

2.1.3. Стоимость капитального строительства в ядерном сценарии

По оценке российского правительства, стоимость ядерной генерации составляла на 2007 год 55,7 млрд. российских рублей за 1000 МВт [5], что при курсе 1 долл.- 26 рублей (на 2007 г.) составляет примерно 2,14 млрд. долл. 1000 МВт. Стоимость строительства АЭС мощностью 2000 МВт (без дополнительной инфраструктуры) обойдется теоретически в **4,28 млрд. долл.** в ценах на 2007 г.

С учетом строительства инфраструктуры дополнительные затраты составят до 1,5 млрд. долл. [7]. Суммарные капитальные затраты в этом случае достигнут **5,78 млрд. долл.**

В эти затраты не входит создание дополнительного горячего резерва мощностей в размере 550 МВт (**0,8 млрд. долл.**) и строительство гидроаккумулирующей

⁷ Предполагается, что ТЭС на газе сконцентрированы на ГПО «Белэнерго». Остается вопрос по блок-станциям, мощность которых должна быть доведена до 453 МВт к 2010 г., вклад блок-станций может быть существенным: при КИУМ 60% – 2,4 млрд. кВт-час. Если принять во внимание, что блок-станции используют газ не ГПО «Белэнерго», то КПДэл. ГПО «Белэнерго» составит 27,6-31,8%.

электростанции (ГАЭС) мощностью 1 ГВт. Стоимость ГАЭС зависит от конкретной площадки, но можно оценить ее строительство в 2 млрд. долл.

В процессе строительства, несомненно, произойдет удорожание строительства АЭС. Российский опыт показывает, что удорожание значительно превышает инфляцию: более чем двукратное превышение заявленной стоимости за 4 года строительства (см. также раздел 4).

Для оценки стоимости капстроительства АЭС можно сопоставить ее со стоимостью мероприятий в области энергосбережения и использования местных ТЭР. При общем потреблении котельно-печного топлива 28 млн. тонн условного топлива в 2005 г. (без учета газа, используемого в качестве сырья) суммарная экономия энергоресурсов в результате энергосберегающих мероприятий на стадии конечного потребителя к 2010 году составит 4,6 млн. тонн условного топлива (16% от уровня 2005 г.)

За счет местных ТЭР предполагается получить дополнительно 3,74 млн. т у.т. первичной энергии (6,3 в 2020 г – 2,56 в 2005 г.) что фактически позволяет покрыть растущее энергопотребление без роста потребления природного газа. Из них в период с 2006 по 2010 гг. предполагается получить дополнительно 1,67 млн т у.т. (табл. 1) Стоимость мероприятий по использованию местных ТЭР до 2010 г. составляет 0,75 млрд. долл. Экономический эффект от замещения импортируемого газа местными ТЭР (в основном древесным топливом) и мероприятий в области энергосбережения гораздо выше, чем при строительстве АЭС.⁸

Таблица 4 - Сравнение экономического эффекта в энергосбережении, от использования собственных ТЭР в 2006-2010 годах и строительства АЭС

| | Капитальные вложения, млн. долларов США | Ожидаемый экономиче- ский эффект, тыс. т у.т. в год | Удельные капи- тальные вложе- ния, долл. США/т у.т. |
|---|--|---|---|
| Энергосбережение | 1852,2* | 4600,0* | 402,6 |
| Местные виды ТЭР | 747,8* | 1380,0** | 542 |
| АЭС/ АЭС+ инфраструкту- ра+доп.горячий резерв | 4280,0/ 6580,0 | 5000,0 | 856/ 1316 |

*Без учета объектов концерна "Белэнерго".

**Приведен дополнительный объем годового замещения импортного топлива получаемый в 2006-2010 гг.

Удельная стоимость мероприятий в области энергосбережения более чем в **2,2-3,3** раза дешевле, чем строительство АЭС в пересчете на стоимость экономии 1

⁸ Несмотря на внушительную цифру потенциала местных ТЭР, который предполагается освоить, значительная доля этих ресурсов не относится к ВИЭ. В соответствии с [2], это мазут (1,55 млн. т.у.т.), торф и лигнин (1,18 млн. т.у.т.), газ НПЗ (0,45 млн. т.у.т.), дрова (2,24 млн. т.у.т.), прочие и ГЭС – 0,68 млн. т.у.т.

тонны условного топлива. Соответственно внедрение местных видов ТЭР в **1,6-2,4** раза дешевле ядерного строительства.

Для оценки стоимости модернизации и ввода новых мощностей в газовой генерации можно использовать следующие данные. Стоимость модернизации Минской ТЭЦ-3 с вводом 230 МВт мощностей на основе ПГУ оценивается в 160 млн. долл. или **700 долл./кВт.**⁹ С другой стороны, в соответствии с практикой строительства ПГУ в России, приблизительная стоимость строительства ПГУ-станций обходится в настоящее время в 37-38 тыс. российских рублей за киловатт установленной мощности¹⁰ или примерно **1450 долл./кВт** при курсе 1 долл.- 26 рублей.

Таким образом, с учетом того, что до 2020 года предполагается модернизация и ввод 2220-3000 МВт газовой генерации, стоимость модернизации и ввода новых мощностей составит примерно **3,2-4,4 млрд. долл.** в ценах 2007 г.

2.2. Инновационный сценарий на основе ВИЭ

Официально признанного или всерьез обсуждаемого безъядерного сценария, основанного на значительной доле ВИЭ нет.¹¹ Но такой сценарий можно оценить на основе имеющихся данных о потенциалах ВИЭ, вторичных ресурсов и энергоэффективности в газовой генерации.

2.2.1. Потенциал возобновляемых источников энергии

Ниже приведены различные оценки потенциала ВИЭ.

Таблица 5 - Оценки потенциала ВИЭ и вторичных ресурсов

| Вид ресурса | Технический потенциал [2] | Экономический потенциал [2] | Технический потенциал (др. источники кроме [2]) | Экономический потенциал (др. источники кроме [2]) |
|---|---------------------------|-----------------------------|--|---|
| Древесное топливо и отходы деревообработки, млн. т у.т. | 6,6 | 3,06 | 4,45 [13] с учетом энергоплантаций (нижняя оценка) | |
| Гидроресурсы | 2,27 млрд. кВт-час | 0,39 млрд. кВт-час | 0,11-0,15 млн. тут | |
| Ветропотенциал, млрд. кВт-ч | 2,4 | 6,62 | 224 [9] | 2,24-15,65 [9] 1,9-2,0 млн. тут [13] |
| Биогаз из отходов животноводства, млн. т у.т. | 0,162 | 0,026 | 1,25-1,75 [13] | |

9 <http://minsk-old-new.com/minsk-2854-ru.htm> <http://www.interfax.by/news/belarus/51105>

10 <http://finance.rol.ru/news/article16D27/default.aspx> <http://finance.rol.ru/news/article16D27/default.aspx>

11 В атомном сценарии предполагаются значительные мероприятия в области энергосбережения и развития ВИЭ, но при этом недостаточные для исключения строительства АЭС.

| | | | | |
|--|---|-----------|--|--|
| Солнечная энергия, млн. т у.т. | 71 | 0,003 | 0,25-0,5 тепловая [13] 0,25 электроэнергия [13] | |
| Коммунальные отхо- ды, млн. т у.т. | 0,47 | 0,02 | 0,5 [13] (с учетом лигнина и отходов расте- ниеводства) | |
| Фитомасса, млн. т у.т. | 0,64 | 0,05 | 0,3 | |
| Лигнин, млн. т у.т. | 0,983 | 0,05 | | |
| Отходы растениевод- ства, млн. т у.т. | 1,46 | 0,02-0,03 | | |
| Низкопотенциальное тепло земли и техно- логические выбросы, млн. т у.т. | 1,4 (тепловые вто- ричные ресур- сы) | | 1,5-2 [13] | |
| Горючие вторичные ресурсы, млн. т у.т. | 0,58 | | | |
| Турбодетандерные установки | | 60 МВт | 0,25 млн. т у.т. [13] | |
| Энергия пара котель- ных | | | 0,32 млн. т у.т. [13] | |

Наиболее перспективными на ближайшие десятилетия направлениями развития ВИЭ являются ветровая энергетика и энергетика на основе биомассы.

2.2.2. Ветровая энергетика

Еще в 1960-е годы на территории современной Беларуси эксплуатировалось около 20 тыс. ВЭУ различного назначения. Ситуация резко изменилась в 1960-х годах, когда была осуществлена централизация электроснабжения на всей территории СССР, включая БССР.

Возможности развития ветроэнергетики в РБ уже рассматривались. *"Ветроэнергетика в Беларуси должна развиваться более интенсивно и на базе уже накопленного в стране опыта"*, – об этом заявил премьер-министр страны Сергей Сидорский на заседании Президиума Совета Министров, где рассматривался проект программы развития ветроэнергетической отрасли Беларуси на 2008–2014 гг. [22]

Годовой ветроэнергетический потенциал, технологически доступный для использования существующими ВЭУ с номинальной расчетной скоростью ветра 14 м/с, составляет около 224 млрд. кВт-час [9]. Наиболее благоприятные области по ветровым условиям, со среднегодовой скоростью ветра более 5 м/с на высоте 10 м от поверхности земли: Минская, Витебская и Гродненская [10]. Средняя скорость ветров в Беларуси зимой выше, чем летом и днем выше, чем ночью. Глобальное

изменение климата приводит к увеличению доли сильных ветров. Поэтому со временем потенциал ветроэнергетики будет увеличиваться.

Для уточнения мест размещения существующих ВЭУ в других районах и областях имеется ветроэнергетический атлас, разработанный в «Белэнергосетьпроект», а также ветроэнергетический банк данных, разработанный в НПП «Ветро-маш» [11]. На территории республики выявлено 1840 площадок для строительства ветроэнергетических установок (ВЭУ), где можно разместить от 5 до 20 ВЭУ на каждой из площадок.

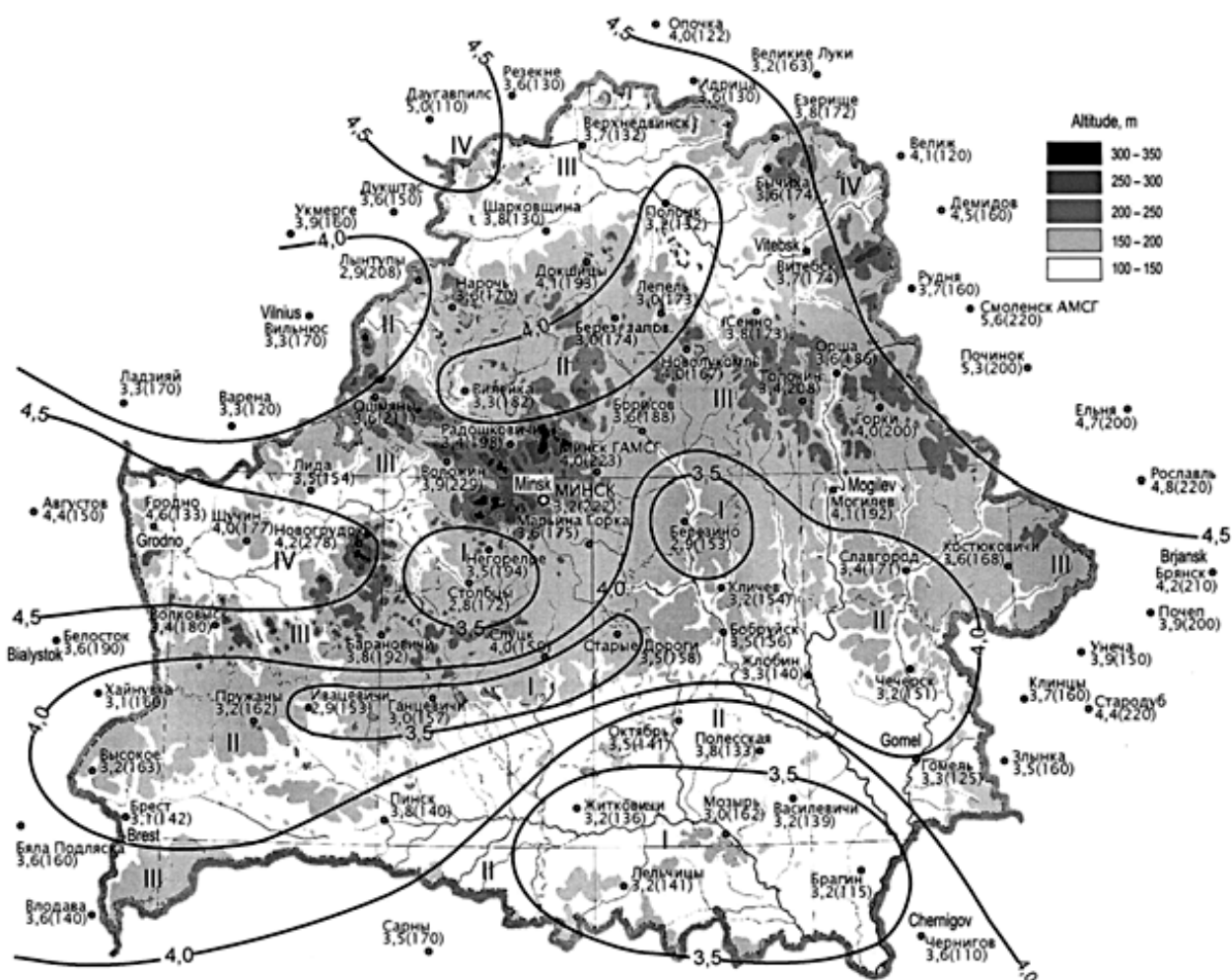


Рисунок 9 - Карта районирования скоростей ветра Беларуси

С технической точки зрения, принято считать, что доля неустойчивых ВИЭ в сети не должна превышать 30-40%. Если принять за основу рост электропотребления в РБ до 41 млрд. кВт·час к 2020 году и долю ветровой энергетики в электрическом балансе 30%, то объем электроэнергии, который может быть поставлен в сеть ветропарками РБ составит **12,3 млрд. кВт·часов**. Предлагаемый к утилизации объем ветрового ресурса укладывается в экономически доступный потенциал ветроэнергетики РБ – 15,65 млрд. кВт·час [12].

При использовании ветроэнергетических установок (ВЭУ) единичной мощностью 2 МВт, с выработкой электроэнергии 3,5 млн. кВт·ч в год при среднегодо-

вой скорости ветра 5,7 м/с на высоте 30 м от земли, для достижения поставленной цели (12,3 млрд. кВт·час) необходимо ввести 3 514 ВЭУ общей установленной мощностью 7 028 МВт.

Для оценки стоимости ветровой генерации ниже приведены результаты расчета финансовых потоков для ветропарка 7 028 МВт при следующих предположениях:

- производство и монтаж установок развертывается в течение 10 лет,
- начальная стоимость ВЭУ – 1000 долл./кВт (цена, достигнутая в Западной Европе в 1998 г.);
- производство разворачивается в РБ, инвестиции в подготовку производства на имеющейся промышленной базе составят 100 млн. долл.;
- ежегодное снижение затрат на производство – 5%¹²;
- срок службы ВЭУ – 20 лет, после чего она демонтируется. Стоимость демонтажа -6% от стоимости ВЭУ, выручка от утилизации металлолома –8%.

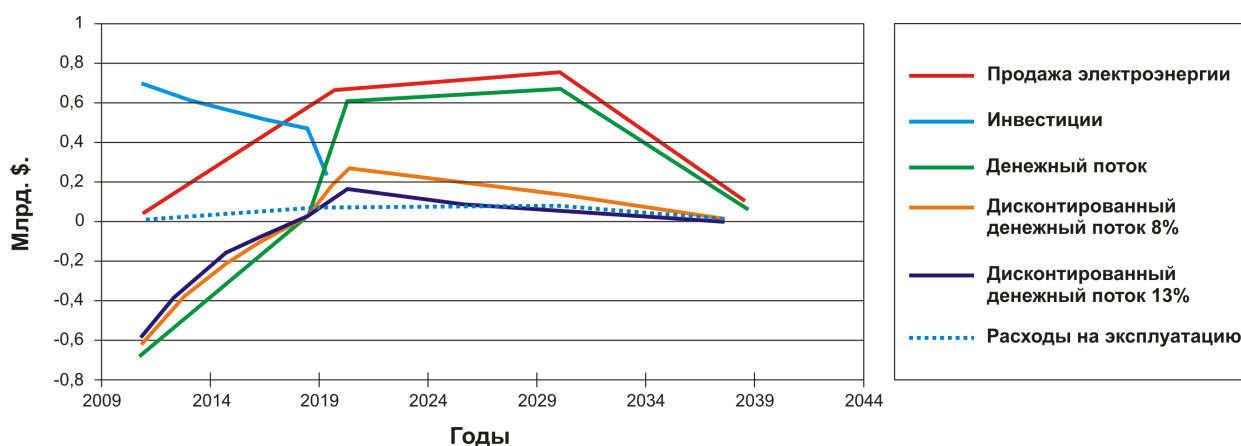


Рисунок 10 - Выручка (денежный поток) для ветропарка мощностью 7 000 МВт

Как видно из расчетов, окупаемость проекта произойдет через 10 лет после начала строительства. Себестоимость производства электроэнергии без стоимости финансовых услуг составит 3,01 цента/кВт·ч.

Утилизация ветрового потенциала в предложенном объеме позволяет исключить строительство АЭС и сократить потребление импортируемого природного газа примерно на 4,1 млрд. м³.¹³

Так как цикл строительства ветроустановки занимает менее года, то можно оперативно корректировать ввод ветроэнергетических мощностей в зависимости от динамики энергопотребления.

Как показал опыт Германии, если выработка электроэнергии ветроэлектростанциями не превышает 14% от общей выработки по энергосистеме, для компенсации провалов генерации в безветренную погоду резервные мощности не требуются. Для доли ветроэнергии, превышающей 14% от выработки по энергосистеме,

¹² Коэффициент обучения (learning factor), характеризующий снижение затрат при удвоении производства. Для европейских стран в первом десятилетии 21 века варьировался от 0,75 в Англии до 0,94 в Германии (Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook. – Greenpeace international, European Renewable energy council, 2007).

¹³ При замещении газовых мощностей с КПДэл 32%.

объем резервных мощностей составляет от 8 до 15,3% от мощности ВЭС, то есть 300-570 МВт.

Целесообразно производство ветроэнергетических установок для малых скоростей ветра (с вертикальной осью). В этом случае Беларусь получает не только независимый источник энергии и снижение импорта ТЭР, но и возможность экспортировать ветроустановки в соседние страны, прежде всего в Россию. Преобладающие в мире ветроустановки в горизонтальной осью рассчитаны на более высокие скорости ветра и плохо подходят к условиям среднерусской равнины.

2.2.3. Использование биомассы в энергетике

Использование производимых в настоящее время отходов деревообработки и сельского хозяйства в качестве топлива может обеспечить не менее 3 млн. т у.т. В соответствии с [13], эта величина может возрасти до 4,45-8,9 млн. т у.т. только в лесном хозяйстве (в основном за счет энергетических плантаций). В качестве плантационных культур обозначены береза, ива, тополь, ель, сосна.

В соответствии с [2], предполагается также использовать биомассу быстрорастущих растений на выработанных торфяниках площадью 180 000 га. Здесь предполагается получать до 0,3 млн. т у.т. биомассы или 1,7 т у.т. с гектара в год. Зарубежный опыт выращивания энергетических культур показывает, что возможно получение 5-6 тонн условного топлива с гектара. Таким образом, при использовании наилучшей практики выращивания энергетических культур возможно получение с выработанных торфяников до 1 млн. т у.т. биомассы. А в случае использования 1 млн. га угодий для выращивания энергетических культур (около 5% территории РБ) возможно дополнительное получение порядка 5 млн. тонн условного топлива.

В РБ также представлен значительный потенциал отходов животноводства. Расчет технического потенциала производства биогаза на основе отходов животноводства приведен в таблице.

Таблица 6 - Расчет технического потенциала производства биогаза на основе отходов животноводства¹⁴ [13]

| | КРС на откорме | молочные коровы | Свиньи | Птица | Итого |
|--------------------------------|----------------|-----------------|--------|-------|-------------|
| Выход навоза, кг/гол в сутки | 50 | 45 | 3,5 | 0,3 | |
| Выход биогаза, м3/гол. в сутки | 2,43 | 1,62 | 0,2 | 0,02 | |
| Поголовье, млн. голов (2007г.) | 2,5 | 1,45 | 3,5 | 29,4 | |
| Выход навоза, млн. т в год | 45,6 | 23,8 | 4,5 | 3,2 | 77,1 |
| Выход биогаза, млрд. м3 в год | 2,2 | 0,9 | 0,26 | 0,2 | 3,5 |
| Выход биогаза, млн. тут в год | 1,3 | 0,5 | 0,15 | 0,1 | 2,1 |

В соответствии с [13], экономически доступный потенциал биогаза достигает 1,25-1,75 млн. т у.т.

¹⁴ Выход биогаза из навоза увеличивается, если навоз смешивать с отходами растениеводства.

Кроме биогаза при переработке навоза получают удобрения. По сравнению с удобрением, получаемым из навоза обычным способом, урожайность увеличивается на 10-15 %. Получение топлива, снижение загрязнения окружающей среды и получение удобрений делают производство биогаза из навоза и растительных отходов экономически выгодным уже сегодня. Специалистам республики стоит присмотреться к опыту Республики Татарстан, в которой большинство ферм оснащено биогазовыми установками.

2.2.4. Потенциал энергоэффективности в газовой генерации

Эффективность современного использования природного газа в РБ можно оценить на примере ГПО «Белэнерго», который является основным потребителем природного газа в РБ. В 2006 г. потребление составило примерно 11,5 млрд. м³ в год.

Суммарная теплота сгорания газа, используемого ГПО «Белэнерго», при теплоте сгорания 1 куб. м – 9,4 кВт·час составляет **108,1 млрд. кВт·часов**. ГПО «Белэнерго», производящее практически всю электрическую и до половины тепловой энергии, отпускает ежегодно полезной продукции в объеме примерно 30,37 млрд. кВт·час электрической энергии. Доля газа в топливном балансе ГПО «Белэнерго» составляет 95,7% [2]. Исходя из этого, можно оценить, что на основе газа вырабатывается **29 млрд. кВт·часов электроэнергии**. Средний КПЛэл. по газовой генерации составляет **26,9%**, что является низким показателем, так как КПДэл. в газовой генерации может достигать 60% в конденсационном режиме и 40% в теплофикационном.

ГП НПКГ "Зоря – Машпроект" уже имеет успешный опыт модернизации паросиловых блоков Березовской ГРЭС (г. Белоозерск, Брестская область). В период с июля 2003 г. по декабрь 2004 г. на электростанции были установлены и введены в эксплуатацию в качестве газотурбинной надстройки существующих котлов ПК-38Р – 4 газотурбинных установки ГТЭ-25 мощностью 25 МВт каждая. Мощность ГРЭС увеличилась с 330 до 420 МВт, а суммарный расход топливного газа вырос только на 5%. Удельный расход условного топлива снизился с 370 грамм условного топлива на кВт·час до 307 гут/ кВт·час.

На примере модернизации Минской ТЭЦ-3 можно показать, что снижение удельных расходов может составить с 320 г/кВт·час при коэффициенте полезного действия 36% до 179,2 г/кВт·ч, при КПД 52-54%¹⁵

Установленная мощность газовой генерации (которая будет представлена в основном ТЭЦ) для производства 14,1 млрд. кВт·часов в инновационном сценарии потребует порядка 3500 МВт при КИУМ 45%. Повышение КПД новых мощностей с 26,9% до 40% может сэкономить при указанном объеме производства электроэнергии 1,8 млрд. куб. м газа или **2,1 млн т у.т.** С учетом увеличения КИТ отпуск тепла с ТЭЦ не сократится.

¹⁵ <http://minsk-old-new.com/minsk-2854-ru.htm>

2.2.5. Характеристика инновационного сценария

Исходя из предложенного потенциала ВИЭ, к 2020 году баланс ТЭР в энергетике может выглядеть примерно следующим образом:

- мазут – 1,4 млн. т у.т.
 - уголь – 0 млн. т у.т.
 - газ сжиженный – 0,2 млн. т у.т.
 - газ НПЗ – 0,45 млн. т у.т.
 - топливо печное бытовое – 0,1 млн. т у.т.
 - торф и лигнин – 0,75 млн. т у.т.
 - древесное топливо – 4,45 млн. т у.т.
 - биогаз – 1,25 млн. т у.т.
 - отходы растениеводства – 1,46 млн. т у.т.
 - ветровая энергетика – 12,3 млрд. кВт·ч – 4,3 млн. т у.т.
 - турбодетандерные установки – 0,65 млрд. кВт·час – 0,25 млн. т у.т.
 - турбины в котельных – 0,85 млрд. кВт·часов – 0,32 млн. т у.т.
 - теплоутилизационные установки – 2 млн. т у.т.
 - ГЭС – 0,4 млрд. кВт·час – 0,15 млн. т у.т.
 - импорт электроэнергии – 1,12 млн. т у.т.
 - Газ – 10,7 млн. т у.т.
 - потенциал энергоэффективности в газовой электрогенерации (повышение КПДэл. при выработке 14,1 млрд. кВт·часов с 26,9% до 40%) – 2,1 млн. т у.т.
- Всего – 28,9 млн. т у.т. с учетом реализации потенциала энергоэффективности в электрогенерации.

С учетом фитомассы (энергетических культур), которые можно получать на торфяных выработках и других угодьях, потенциал ВИЭ может быть увеличен еще на несколько миллионов тонн условного топлива.

Баланс в электроэнергетике, исходя из прогнозируемого потребления 41 млрд. кВт·час к 2020 г., может выглядеть следующим образом:

- мазут – 1,7 млрд. кВт·час
- древесное топливо – 2,5 млрд. кВт·час (из расчета использования 1,25 млн. т у.т. на ТЭЦ и 3,2 млн. т у.т. в котельных)¹⁶
- биогаз – 2,5 млрд. кВт·час
- отходы растениеводства – 3 млрд. кВт·час¹⁷
- ветровая энергетика – 12,3 млрд. кВт·час
- ГЭС – 0,4 млрд. кВт·час
- турбодетандерные установки – 0,65 млрд. кВт·час
- пар котельных – 0,85 млрд. кВт·час
- импорт – 3 млрд. кВт·час
- Газ – 14,1 млрд. кВт·час.

¹⁶ Доля органического топлива в выработке электроэнергии может сильно варьироваться в зависимости от долей использования в ТЭЦ и в котельных.

¹⁷ При КПД ТЭЦэл на отходах растениеводства, биогазе и древесном топливе 25%.

2.2.6. Стоимость капитального строительства в инновационном сценарии

Стоимость ветропарков общей мощностью порядка 7 028 МВт составляет 7 млрд. долл.

Удельная стоимость биогазовых установок составляет порядка 2000 долл./кВт. Исходя из производства 2,5 млрд. кВтч-часов (порядка 380 МВт при КИУМ 75%) стоимость биогазовых установок составит **0,76 млрд. долл.**

Стоимость ТЭЦ на основе древесного сырья и отходов растениеводства можно сравнить со стоимостью угольных ТЭС – 2500 долл./кВт. С учетом производства 5,5 млрд. кВтч-часов на основе древесины и отходов растениеводства требуемая мощность составит 840 МВт при КИУМ 75% стоимостью **2,1 млрд. долл.**

Исходя из расчета 1450 долл./кВт, стоимость модернизации и/или ввода новых 3500 МВт мощностей на основе ПГУ составит **5,08 млрд. долл.**

2.2.7. Риски инновационного сценария.

Можно выделить следующие риски

1. Собственно экологические. К ним относятся воздействия на окружающую среду, не характерные для газовой и ядерной генерации, а именно:

- уменьшение количества органики, попадающей в почву вследствие сжигания биомассы,

- Уменьшение запасов торфа,

- шум от ветроустановок,

2. Снижение производства биомассы (продуктивности сельского и лесного хозяйства). Крайне маловероятен. Как урожайность, так и валовой сбор продукции растениеводства последние 10 лет неуклонно росли. Общее поголовье скота после спада 1990-х годов находится примерно на одном уровне.

3. Риски, связанные с изменением климата. Среди следствий изменения климата для Беларуси будут:

- повышение количества осадков;

это приведет к росту продуктивности биомассы и водности рек, что положительно скажется на выработке электроэнергии ВИЭ;

- снижению числа солнечных дней, что повысит потребность в освещении и одновременно снизит возможность использования солнечной энергии;

- ослабление средней силы ветра, что со временем снизит выработку электроэнергии ветроустановками¹⁸;

- увеличение количества чрезвычайных погодных ситуаций: заморозков с обледенениями, ураганных ветров, волн жары. Это приведет к необходимости повышения маневренности и надежности энергосистем и объектов энергетики.

4. Технические риски, связанные с созданием объектов нетрадиционной ветроэнергетики. Невелики, так как речь идет об апробированных технологиях и объектах небольшой мощности.

5. Организационные риски, связанные с созданием большого числа локальных объектов нетрадиционной ветроэнергетики:

¹⁸ Сделать выработку солнечной электроэнергии независимой от погоды позволяют проекты размещения фотоэлементов на воздушных шарах, поднимаемых выше облаков

- разработка схемы размещения объектов энергетики с учетом местных условий;

- организация проектирования, строительства и эксплуатации большого числа объектов.

Эти риски в условиях централизованной экономики следует признать весьма существенными.

6. Кадровые риски – организация подготовки квалифицированных кадров.

На реализацию госпрограммы подготовки кадров для ядерной энергетики Беларуси на 2008-2020 годы потребуется около Br523 млрд. (около 186 млн. долл. США).¹⁹ Эта сумма не входит в затраты по ядерному сценарию.

Подготовка специалистов для возобновляемой энергетики в республике ведется, но внимание государства к ней несравнимо меньше.

2.3. Сводные данные по ядерному и инновационному сценариям

Для упрощения сравнения в обоих сценариях приняты одинаковые показатели абсолютного роста энергопотребления: рост потребления электрической энергии с 34 млрд. кВт·часов до 41 млрд. кВт·часов в 2020 году и рост потребления первичных ресурсов в котельно-печном балансе с 28 млн. т у.т. до 31 млн. т у.т.

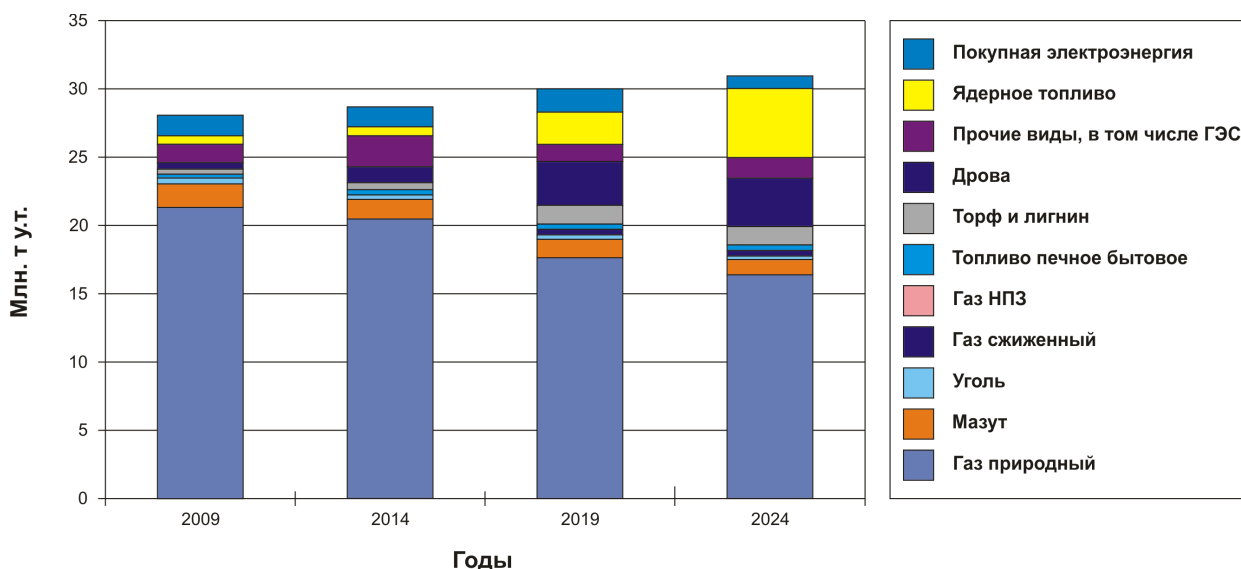


Рисунок 11 - Атомный сценарий, баланс котельно-печного топлива, (млн. т у.т.)

В атомном сценарии нет кардинального ухода от газовой зависимости – снижение потребления газа составляет 23%. При этом появляется необходимость решения проблем, традиционно присущих для атомной энергетики (см. раздел 4).

¹⁹ Постановление Совета министров Республики Беларусь от 10 сентября 2008 г. № 1329 «Об утверждении Государственной программы подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь на 2008–2020 годы».

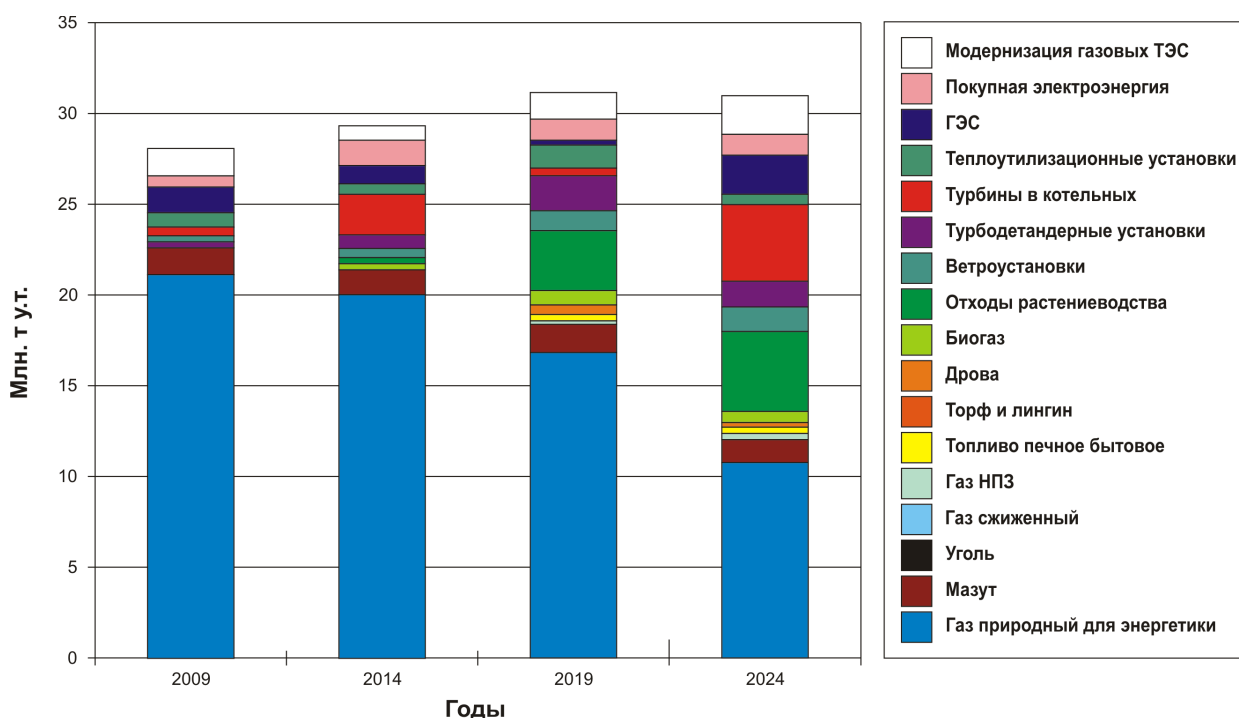


Рисунок 12 - Инновационный сценарий: баланс котельно-печного топлива (млн. т у.т.)

В инновационном сценарии за 15 лет снижение потребления газа в энергетике значительно выше, чем в ядерном, – почти на 50% или 9,2 млрд. куб. м с 18,5 млрд. куб. м до 9,3 млрд. куб. м.

Для оценки стоимости сценариев взята оценка стоимости капстроительства в электроэнергетике (по доступным данным).

Таблица 7 - Сравнение ядерного и инновационного сценария в электроэнергетике РБ до 2020 г.

| | Ядерный сценарий Вводимые/ модернизируемые мощности, МВт | Инновационный сценарий Вводимые/ модернизируемые мощности, МВт | Удельная стоимость капстроительства, долл./кВт |
|--|--|--|--|
| Газовая генерация | 3000 | 3500 | 1450 |
| Атомная генерация | 2000 | 0 | 2140 |
| Ветровые установки | 5 | 7000 | 1000 |
| Биогазовые установки | 0 | 380 | 2000 |
| Генерация на древесном топливе и отходах растениеводства | 0 | 840 | 2500 |
| Торф и лигнин | н.д. | н.д. | |
| ГЭС | н.д. | н.д. | |
| Турбодетандерные установки | 60 | 100 | н.д. |
| Энергия пара котельных | н.д. | н.д. | н.д. |
| Солнечная энергетика | 0 | н.д. | н.д. |
| Стоимость капвложений, млрд. долл. | 8,63/10,9* | 14,9 | |

| | | | |
|---|-------------|-----|--|
| Кол-во замещаемого газа в энергетике, млрд. м ³ | 4,35/4,23** | 9,2 | |
| Удельная стоимость замещаемого газа, млрд. долл./млрд. м ³ | 2/2,6*** | 1,6 | |

*С учетом инфраструктуры и дополнительного горячего резерва

** С учетом газа для обеспечения дополнительного горячего резерва (примерно 0,12 млрд. м³)

*** С учетом стоимости инфраструктуры, дополнительного горячего резерва и объема газа для обеспечения дополнительного горячего резерва

Инновационный сценарий оказывается дороже ядерного в абсолютных значениях за счет того, что позволяет экономить почти на 5 млрд. куб. м газа больше, чем ядерный сценарий.

В пересчете на удельную стоимость экономии единицы объема газа инновационный сценарий оказывается на 20-40% дешевле. Это подтверждается официальными данными стоимости использования собственных ТЭР Беларуси, в которых значительную долю занимают возобновляемые источники.

Дополнительным источником финансирования инновационного сценария может стать использование одного из финансовых механизмов Киотского протокола – проектов совместного осуществления. При стоимости сокращения выбросов 1 т CO₂ 10 долларов сумма, получаемая по ПСО для проектов утилизации биомассы, составит около 50 млн. долларов в год.

Таблица 8 - Сравнение экономического эффекта использования собственных ТЭР (на 2006-2010 гг.) и строительства АЭС (по данным правительства РБ, [2, 9])

| | Капитальные вложения, млн. долларов США | Ожидаемый экономический эффект, тыс. т у.т. | Удельные капитальные вложения, долл. США/т у.т. |
|------------------------|---|---|---|
| Местные виды ТЭР | 747,8 | 1380,0 | 542 |
| АЭС/АЭС+инфраструктура | 4280,0/5780,0 | 5000,0 | 856/1156 |

С учетом специфических затрат, сопровождающих ядерный сценарий, инновационный сценарий становится еще более привлекательным.

С точки зрения стоимости вырабатываемой электроэнергии, оба сценария сравнимы. Но с учетом массы экономических рисков, топливных ограничений, субсидирования атомной энергетики инновационный сценарий как минимум более стабилен.

Основные риски реализации инновационного сценария связаны с подготовкой кадров и привязке к месту большого количества небольших объектов – в конечном счете с вниманием органов власти.

3. КОРРЕКТНОСТЬ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЯ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ АЭС В РБ

Политическое решение о строительстве АЭС в РБ сопровождалось экономическими расчетами и научными оценками. В соответствии с оценкой сотрудников института энергетических и ядерных исследований Сосны [3], атомный сценарий более дешевый с точки зрения долгосрочных макроэкономических показателей по сравнению с модернизацией газовой генерации на основе ПГУ-технологий. В соответствии с позицией Национальной академии наук [8], АЭС стабилизирует себестоимость электроэнергии в энергосистеме РБ на уровне 13 центов за кВт-час вместо прогнозируемых 18-21 центов за кВт-час к 2025-2030 гг. в «газовом» сценарии [8].

Однако в оценках экспертов, обосновывающих выгодность строительства АЭС, присутствует ряд принципиальных неточностей, что требует дополнительных расчетов и перепроверки полученных результатов.

Выбор альтернатив. Как отмечено в [7], за последние 25 лет ни в одной стране мира с рыночной экономикой ни одна частная компания не решилась инвестировать в атомную энергетику без поддержки государства или без предоставления гарантий покупки произведенной энергии. В России программа поддержки ядерной энергетики предусматривает выделение порядка 1 трлн. рублей (40 млрд. долларов в ценах 2008 г).

Гарантия покупки произведенной энергии означает, что энергокомпании должны будут покупать энергию АЭС, даже в том случае, если она будет дороже энергии других электростанций. Этот факт лучше всего свидетельствует о том, что утверждение о низкой себестоимости ядерной энергии справедливо далеко не всегда.

Сравнение стоимости строительства АЭС и ПГУ-станций. Сравнительная характеристика АЭС и ПГУ-станций является принципиальной при выборе энергетических сценариев. В зависимости от того, какие изначальные капиталовложения требуются в развитие газовой и атомной генерации зависит экономическая предпочтительность того или иного сценария.

В предложенном ядерном сценарии стоимость АЭС явно занижена. В соответствии с точкой зрения экспертов института энергетических и ядерных исследований Сосны [3], удельная стоимость ПГУ станций почти равна стоимости капитального строительства АЭС 1116 долл./кВт против 1126-1299 долл./кВт для ПГУ-станций. При этом данные для атомной генерации взяты на 2000 год, в то время как стоимость ПГУ-технологий приведена на 2007-2008 гг. и та, скорее всего, завышена с учетом опыта строительства ПГУ-станций в самой Беларуси.

При сравнении использованы технические и экономические характеристики оборудования 30-летней давности. (Шляхин П.Н. Паровые и газовые турбины. М.

"Энергия", 1974). За это время характеристики газовых турбин и особенно парогазовых установок совершенствовались более быстрыми темпами по сравнению с "чисто" паровыми, в том числе для атомных энергоблоков. Мировой опыт строительства АЭС показывает, что стоимость строительства атомных энергоблоков в 1,5-2 раза превышает стоимость строительства ПГУ-станции.

Причем тенденции роста стоимости этих двух технологий на примере зарубежного опыта показывают, что этот разрыв увеличивается. Например, в соответствии с докладом Cambridge Energy Research Associates Inc., материалы для строительства АЭС выросли с 2000 г. к началу 2008 года на 173%, в то время как для газовой всего на 92%.

Рост стоимости АЭС в процессе строительства. В процессе строительства стоимость АЭС растет с учетом растущих требований к безопасности АЭС, а также изначально заниженной расчетной стоимости капвложений. В результате в процессе строительства атомного энергоблока, которое занимает 5-7 лет, стоимость атомной генерации, растет значительно. Например, стоимость строительства третьего блока Калининской АЭС превысила расчетную на 110% (см. раздел 4).

Рост стоимости в процессе строительства является принципиальным фактором при оценке окупаемости и рентабельности атомных проектов. Так, в проекте второй очереди Балаковской АЭС (2 энергоблока ВВЭР-1000) присутствует анализ чувствительности проекта на увеличение объема капитальных вложений в промстроительство. Выполненный авторами проекта Балаковской АЭС анализ показал, что проект имеет чистый дисконтированный доход равный нулю при увеличении объема капитальных вложений в промстроительство на 60% [14]. В случае со строительством, например, третьего блока Калининской АЭС превышение составило 110%.

Учет газа, необходимого для увеличения горячего вращающегося резерва. АЭС должна работать в базовом режиме, и не предназначена для регулирования мощности энергосистемы. В таком режиме нет никаких ограничений по скорости сброса нагрузки, однако подъем нагрузки осуществляется очень медленно, ступенями с выдержкой по времени на каждой ступени для предотвращения повреждения топлива. Поэтому число разгрузок блоков очень ограничено и предназначено в основном для плановых и аварийных сбросов нагрузки или остановов блоков при повреждении оборудования. По информации НАЭК "Энергоатом", число режимных разгрузок блоков АЭС Украины в течении года колеблется от 0 до 4 – 6.

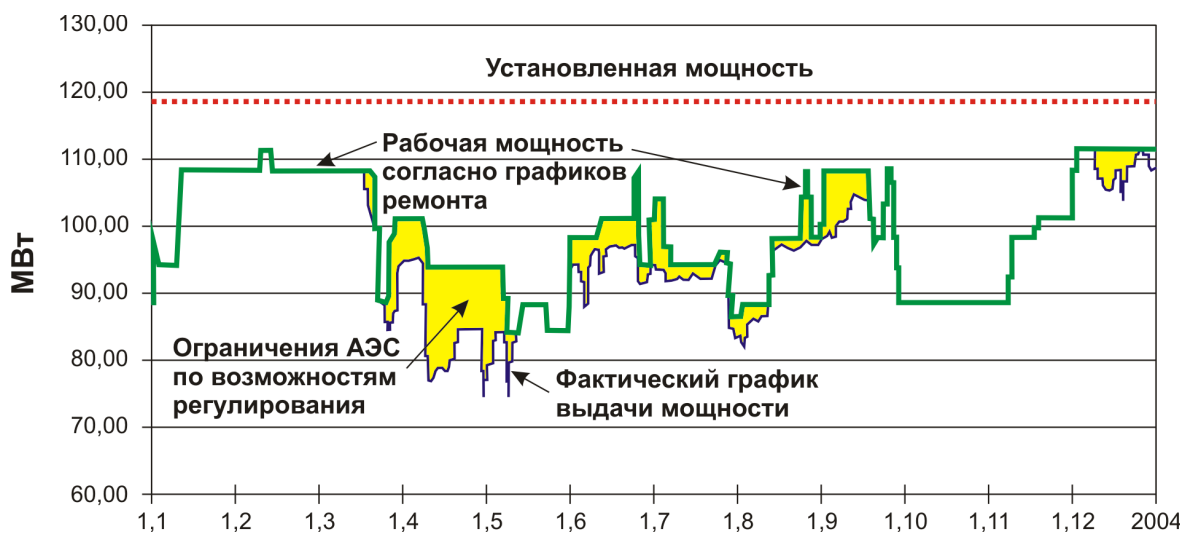


Рисунок 13 - Нагрузка АЭС Украины в 2004 году в соответствии с фактическими ремонтами. Источник: сайт госпредприятия Украины "Энергорынок" ²⁰

Сейчас мощность самых больших энергоблоков "Белэнерго" составляет 330 МВт. после ввода в 2010 г. ПГУ-450 на Минской ТЭЦ-5 самая крупная мощность составит 450 МВт. Строительство АЭС с мощностью энергоблоков 1000-1150 МВт потребует создания дополнительного горячего резерва в размере как минимум 550 МВт.

При нахождении оборудования в горячем резерве (с мощностью 50% от номинальной) расход топлива возрастает примерно на 10%. То есть горячий резерв в 1000 МВт потребляет 260 тыс. т у.т. в год. В этой связи в расчет топливного баланса республики необходимо ввести поправку на количество дополнительного газа, необходимого для поддержания резерва для АЭС – примерно 140 тыс. т у.т. в год.

Учет стоимости регулирующих мощностей. Интеграция атомной генерации в объеме примерно 25% от общей установленной электрической мощности при доле в выработке электроэнергии 32% является сложной технологической задачей. В соответствии с [2], это приведет к сложности в прохождении суточных провалов, необходимости сооружения специальных регулирующих мощностей (гидроаккумулирующей станции, аккумуляторов теплоты и т.п.) Стоимость регулирующих мощностей также должна быть учтена в ядерном сценарии.

В такой ситуации на Украине, при оперативном планировании ГП "Энергорынок" и НЭК "Укрэнерго" вынуждены предусматривать в течение года ограничение выработки АЭС, даже с минимизацией работы ТЭС ниже минимально-допустимого уровня "живучести" станций.

Как видно из графика на рис. 14, базовая нагрузка в РБ составляет примерно 3 300 МВт. Пиковые нагрузки показывает остроту будущей проблемы суточного и недельного регулирования мощности газовых ТЭС с вводом АЭС – 2000-2300 МВт.

²⁰ <http://www.er.gov.ua/doc.php?p=1316&wid=4d3ace59e03811eb6ae055ddb366ff00>

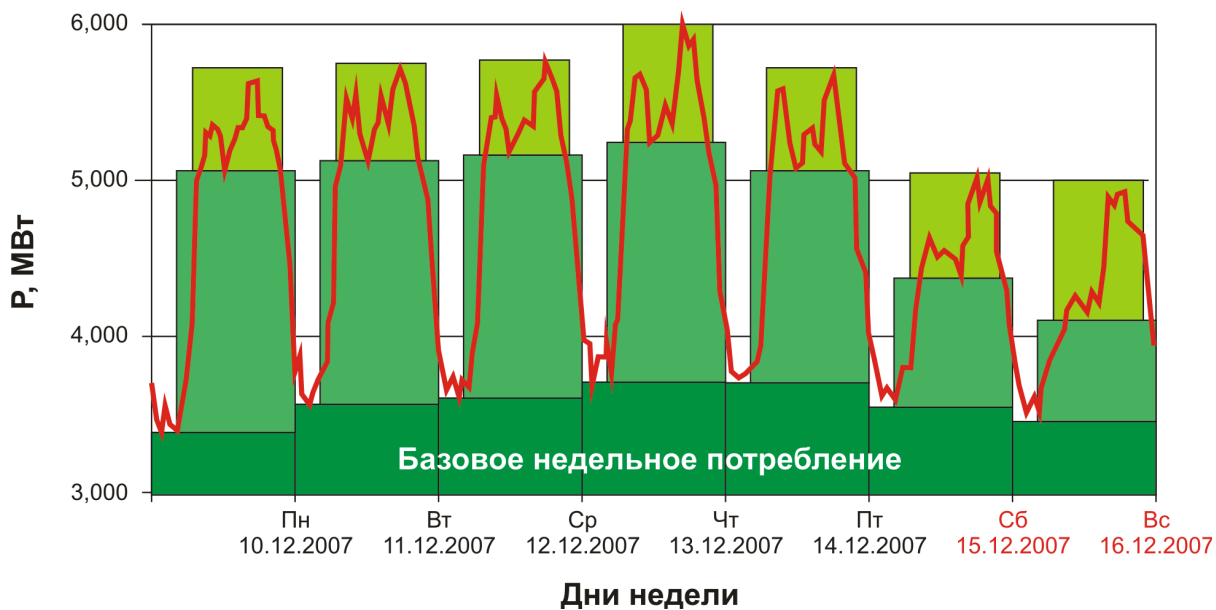


Рисунок 14 - Типичный недельный график электрической нагрузки ОЭС Беларуси в отопительный период (2007 г.)

С учетом средней регулировочной возможности блоков конденсационных станций на уровне 0,46 строительство АЭС потребует и строительства гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) мощностью не менее 1000 МВт.

Оценка стоимости тарифа АЭС с учетом международного опыта. По данным, приводимым в [8], со ссылкой на Всемирную ядерную ассоциацию, себестоимость электроэнергии АЭС во Франции составляет на сегодня 2,54 и 3,93 евроцентов за киловатт-час при норме дисконтирования 5 и 10% соответственно. Однако на практике это далеко не так. В 2008 году в связи с ростом стоимости строящегося реактора во Фламанвиле (Франция) на 20% с 3,3 до 4 млрд. евро, компания Ageva увеличила прогнозируемую стоимость продаваемой электроэнергии с 4,6 до 5,4 евроцентов за кВт-час, что явно выше заявленных 2,54-3,93 евроцентов за кВт-час.

В отношении стоимости энергии российских АЭС за рубежом следует указать на недавние результаты тендера на строительство АЭС в Турции, где единственным участником тендера оказалась российская компания Атомстройэкспорт. В заявке Атомстройэкспорта цена на отпускаемую электроэнергию с энергоблоков российского дизайна составляла 20,79 центов за киловатт-час. Даже с учетом дисконтной ставки себестоимость при такой отпускаемой цене явно будет превышать пороговую «стабилизирующую себестоимость» в 13 центов за кВт-час. В этой связи экспертному сообществу РБ следует изучить ситуацию вокруг тендера на строительство АЭС в Турции и причины разницы между отпускной ценой АЭС российского дизайна в России и за рубежом.

При этом следует учесть тот неоспоримый факт, что рост тарифа атомных станций внутри России сдерживается в том числе за счет многочисленных субсидий. Недооценка доли субсидирования атомной энергетики в расчетах белорусских

экспертов ведет к ошибочным оценкам тарифа АЭС. Среди схем субсидирования российской энергетики необходимо как минимум выделить:

- прямое бюджетное субсидирование,
- зарубежная помощь,
- налоговые льготы.

Ежегодно федеральный бюджет Российской Федерации выделяет атомной энергетике значительные средства в рамках таких программ как «Безопасность атомной промышленности России», «Безопасность атомных электростанций и исследовательских ядерных установок», «Безопасность и развитие атомной энергетики». Всего в рамках этих программ выделялось до 2,5 млрд. рублей ежегодно (данные на 2004 г.) До 2015 года только на строительство новых АЭС в рамках еще одной программы по развитию ядерного комплекса будет выделено около 700 млрд. рублей бюджетных ассигнований.

Как еще один пример прямого субсидирования можно привести содержание за счет государства воинских частей внутренних войск, обеспечивающих физическую защиту АЭС и объектов ЯТЦ. Оценить объем средств на содержание воинских подразделений сложно, но для защиты каждой АЭС требуется примерно одна рота внутренних войск. Для охраны некоторых предприятий ЯТЦ требуется более значительные силы. Например, охрану Горно-химического комбината осуществляет полковое подразделение внутренних войск.

В рамках зарубежной безвозмездной помощи Росатом получает или получал помощь в следующих (далеко не всех) международных программах:

- шведский международный проект;
- программа TESIS Европейской комиссии;
- международная программа ядерной безопасности США;
- программа ядерной безопасности Великобритании.
- сти Великобритании.

По итогам 2003 г. велась работа по 152 международным проектам общей стоимостью 164 млн. долл. В августе 2003 г. одна только Финляндия выделила «Росэнергоатому» около 300 млн. российских рублей для повышения уровня безопасности Ленинградской АЭС. В 2003 г., правительство ФРГ направило безвозмездные ассигнования в размере до 7,02 млн. евро на реализацию проектов по физической защите ядерных материалов на территории Российской Федерации. По данным Счетной палаты, в 1998-2000 гг. в качестве международной помощи на финансирование работ по обращению с РАО от иностранных государств и организаций поступило более 270 млн. долл.

В связи с принятием Закона «Об освобождении от уплаты налога на имущество предприятий, занимающихся хранением радиоактивных материалов и РАО», были приняты поправки к Налоговому кодексу Российской Федерации, в соответствии с которыми организации, занимающиеся хранением радиоактивных материалов и РАО, освобождаются от налога на имущество – 2,2% от стоимости недвижимости. С учетом стоимости имущества действующих хранилищ Росатом может получать скрытые субсидии в виде освобождения от налогов до 2 млрд. руб. ежегодно.

Суммарные субсидии с учетом невыполнения социальных программ, по оценке [16], снижают себестоимость атомной энергии примерно на 30%.

Можно констатировать, что аналогичные схемы субсидирования закладываются и в Беларуси. Например, в соответствии с недавно принятым в РБ законом «Об атомной энергии», предполагается, что «для атомной электростанции или ее блока фонд вывода из эксплуатации формируется за счет средств, полученных от продажи электрической и тепловой энергии и оказания иных услуг, а также за счет иных источников, не противоречащих законодательству». Фактически закон открывает путь к использованию бюджетных средств для формирования фонда вывода АЭС из эксплуатации и других статей расходов, характерных исключительно для атомной энергетики.

Оценка роста стоимости уранового топлива. В соответствии с [3], в исследованиях по оптимизации энергосистемы РБ принят рост стоимости топливного цикла на 0,5% в год. Стоимость свежего топлива примерно на треть формируется от стоимости природного урана. С середины 2003 года стабильная до этого цена природного урана резко выросла с 10-12 долларов за фунт до 130 долларов за фунт к 2007 году или более чем в 10 раз (рис. 15). И хотя основной рост пришелся на спотовый рынок урана, тем не менее, контрактные цены также значительно выросли. Вследствие дефицита предложения на рынке природного урана тенденция ускоренного роста стоимости урана только закрепляется.

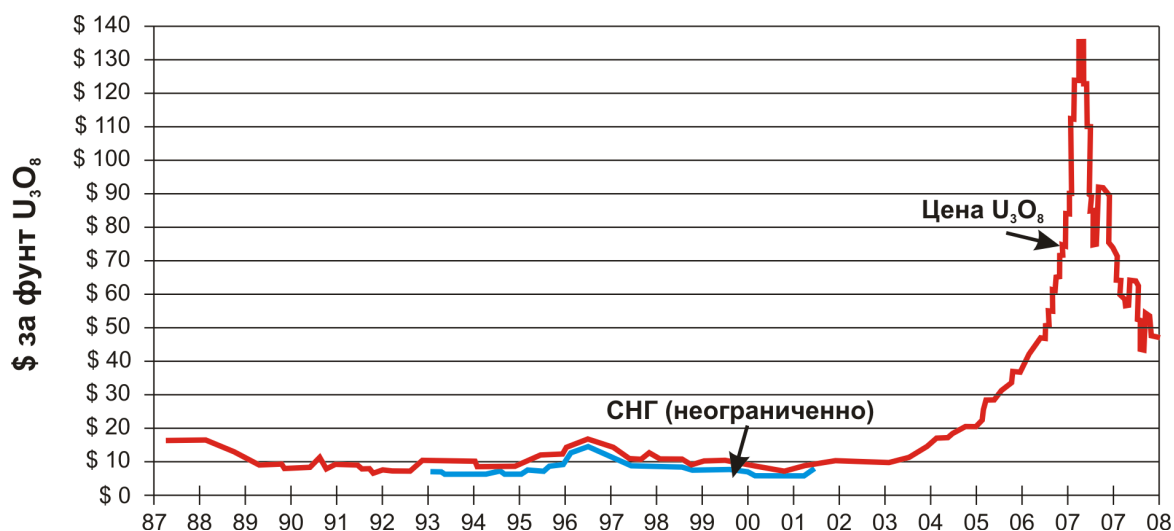
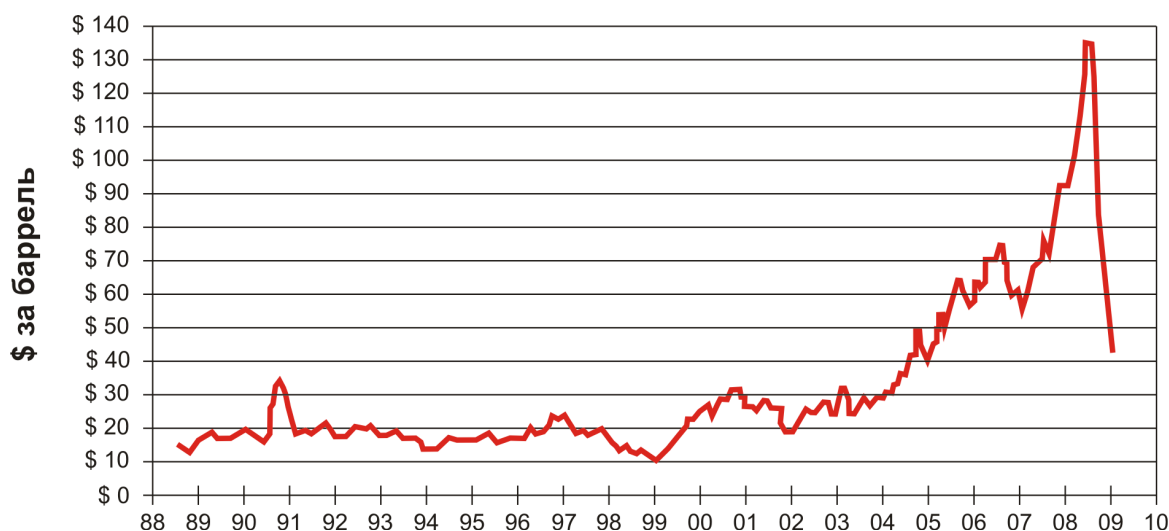


Рисунок 15 - Изменение цены необогащенного урана (закись окись, U_3O_8) за 20 лет по март 2009, долл. США/фунт²¹

²¹ Ux Consulting Company, LLC <http://www.uxc.com>



**Рисунок 16 - Изменение цен на нефть за 20 лет, долл. США за баррель.
(Цена на сырую нефть марки Brent при закрытии биржи (по состоянию на июль 1988))**

Как видно из графиков на рис. 15, 16, начиная с 2004 г. цена на уран росла вместе с ценой на нефть. Цена на уран стала падать раньше цены на нефть – с августа 2007 г. Но если цена на нефть осенью 2008 г. вернулась на уровень 2005 г., то цена на уран осталась на достаточно высоком уровне – на 30 марта 2009 г. уран стоил 42 доллара за фунт или в 2 раза выше, чем в 2005 г. Таким образом, можно сделать вывод, что урановый рынок отражает объективные тенденции удорожания урана, связанные с ограниченным предложением урана на рынке.

За последние 4-5 лет испытали значительный рост и рынки конверсии и обогащения урана.

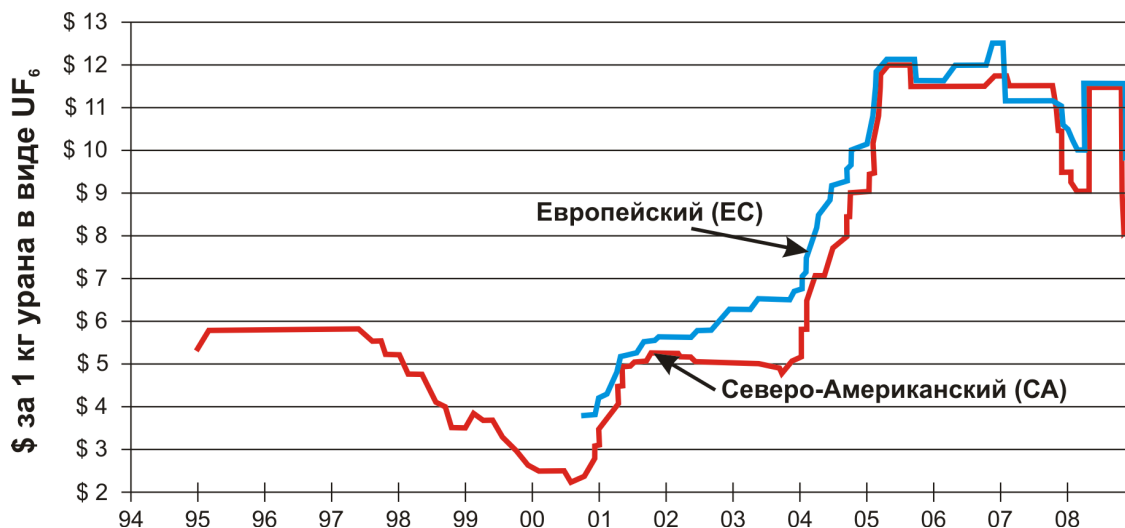


Рисунок 17 - Изменение цен услуг по конверсии урана U_3O_8 в UF_6 , долл. США за кг UF_6 для разных переработчиков²²

²² Ux Consulting Company, LLC <http://www.uxc.com>

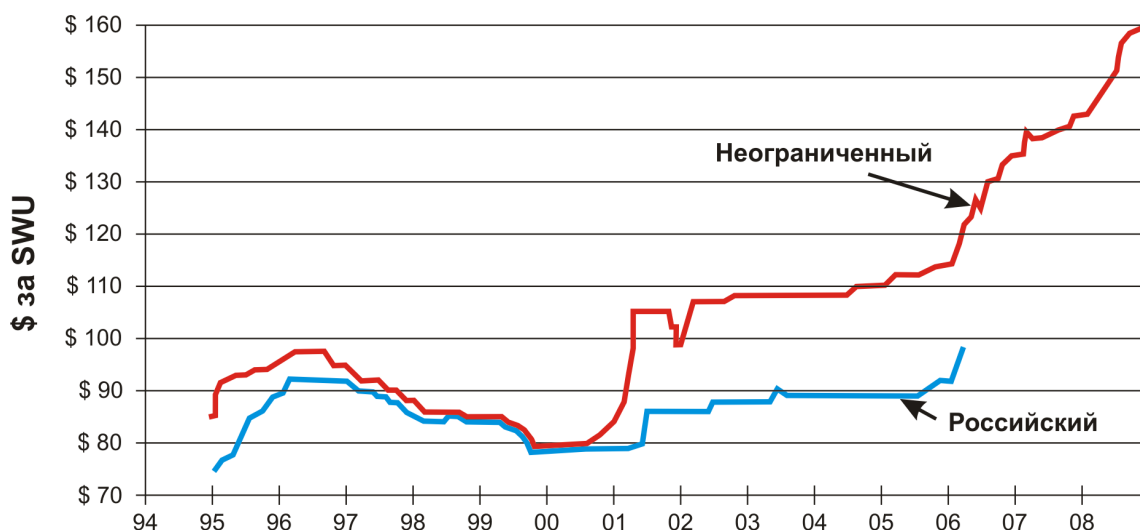


Рисунок 18 - Изменение цен услуг по обогащению урана, долл. США за единицу разделительных работ ²³

Как следует из графика на рис. 17, стоимость конверсии с 2004 года выросла с 7 до примерно 10 долл./кг – более 40% за 5 лет. Стоимость обогащения также переживает скачкообразный рост – со 110 до 160 долл. за единицу разделительных работ (рост с 2005 года примерно на 45%). С 2006 г.

Причем на фоне снижения цен на нефть и природный уран услуги по обогащению урана продолжают дорожать.

Оценка роста стоимости обращения с отработанным ядерным топливом. Говоря о стоимости обращения с отработавшим ядерным топливом, необходимо отметить, что и здесь наблюдается устойчивый рост, превышающий 0,5% в год. Так, в 2009 году Росатом повысил расценки за хранение и переработку ОЯТ с украинских АЭС примерно на 17% с 360 долл. за кг до 423 долл. за кг.

В этой связи можно утверждать, что в ближайшие десятилетия стоимость топливного цикла на всех стадиях будет расти темпами, явно превышающими заявленные 0,5% в год.

Выбор ставки дисконтирования. В расчетах [3], используется заниженная ставка дисконтирования 5 или 10%. Таким образом, принимается средняя ставка дисконтирования в 7-8%. Это возможно при наличии государственных субсидий (при строительстве в своей стране или льготных экспортных кредитах). Для сравнения средняя процентная ставка по кредитам Всемирного банка составляет 13%.

²³ Там же.

4. РИСКИ АТОМНОГО СЦЕНАРИЯ

Ниже приведены дополнительные риски, которые должны быть учтены при принятии решений о развитии атомной генерации в РБ.

4.1. Риски аварий

По мнению экспертов, выступающих в пользу строительства АЭС в РБ, современные проекты АЭС нового (третьего) поколения имеют гораздо меньший риск выхода радиоактивности за пределы реакторной установки – 10^{-7-8} на один реактор в год. Для сравнения риск аварий с выходом радиоактивности за пределы реакторной установки для реакторов чернобыльского типа оценивается в 10^{-3-4} на один реактор в год.

В атомной отрасли существует мнение, что корпусные реакторы не могут взрываться по определению, так как обладают естественной безопасностью: исчезновение замедлителя в результате перегрева реакторной зоны ведет к прекращению ядерной реакции. Однако при определенных условиях тепловой взрыв на корпусных реакторах возможен. В качестве примера можно привести аварию на подводной лодке в бухте Чажма в 1985 году, где взрыв произошел как раз на корпусном реакторе.

О том, что риск крупномасштабной аварии на современных АЭС есть и достаточно велик говорит и тот факт, что, по планам Росатома, АЭС не будут строиться в непосредственной близости Москвы и Санкт Петербурга, несмотря на то, что именно эти города испытывают самую острую нехватку мощностей и обладают при этом необходимой инфраструктурой, профессиональными кадрами и пр.

Аналогичная ситуация сложилась и в РБ. К проекту строительства АЭС возле столицы республики решено не возвращаться, хотя близость Минска и наличие ЛЭП-750, проходящей вблизи Минска создает благоприятные технологически и экономические предпосылки для строительства АЭС именно возле Минска.

Официальное признание опасности АЭС звучит в Государственной комплексной программе модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006–2010 годах, в соответствии с которой признается, что АЭС является объектом с повышенной потенциальной опасностью для окружающей среды.

Риски крупной аварии в результате падения самолета. Предлагаемый к строительству энергоблок ВВЭР-1000 имеет защитную оболочку, способную выдержать удар падающего спортивного самолета массой 20 тонн, при том, что пассажирские самолеты с топливом на борту могут иметь массу на порядок выше. Здесь необходимо отметить, что 100% гарантии защиты, от атаки АЭС с помощью воздушного судна в мире нет.

Риски крупной аварии, связанные с низким качеством строительства.

Российская атомная энергетика испытывает острую нехватку профессиональных строителей. Из требуемых на сегодня 55 000 строителей Росатом располагает только 5 000 профессиональными строителями. Низкая привлекательность атомной отрасли связана в том числе с низким уровнем зарплаты строителей. Например, на строительстве второго блока Волгодонской АЭС в Ростовской области профессиональный строитель получает 6300 российских рублей в месяц (данные на начало 2006 г.) В результате к строительству привлекается низкоквалифицированная рабочая сила. Например, к строительству реактора на быстрых нейтронах БН-800 на Белоярской АЭС (БАЭС) в Свердловской области привлекается низкоквалифицированная рабочая сила из Таджикистана и Азербайджана. По данным на 2003 год ни один из рабочих не проходил проверки на предмет благонадежности. О качестве этой рабочей силы говорит статистика: после начала работ количество убийств и ограблений в городе Заречный (городе, обслуживающем Белоярскую АЭС) увеличилось в 5-6 раз. На территории БАЭС резко возросли кражи цветного металла.

Риски аварий, связанные со сбоями в энергосистеме. Сбои в энергосистеме ведут к рискам, связанным с тем, что переключение станции в автономный режим (дизель-генераторы) может не сработать. В 1992 году на Кольской АЭС в результате урагана была обесточена станция. Аварийные дизель-генераторы не обеспечили своевременную подачу энергии для останова реактора.

Риски аварий, связанные с длительным сроком эксплуатации. Проекты новых АЭС предполагают эксплуатацию энергоблоков в течение 60 лет. Такая политика начинает распространяться и на действующие реакторы с проектным сроком эксплуатации 30 лет. Однако опыт продления, например, третьего блока Нововоронежской АЭС показывает, что по истечении 30-летнего срока эксплуатации возрастает аварийность. Третий энергоблок был введен в строй в декабре 1971 года. После истечения срока эксплуатации (30 лет), работа третьего блока Нововоронежской АЭС была продлена на 5 лет. По окончании срока действия первой лицензии на продление, Ростехнадзор выдал еще одну. В 2007 году Ростехнадзор обнаружил на третьем блоке Нововоронежской АЭС трещины в сварных соединениях патрубков "горячего" и "холодного" коллекторов первого парогенератора. Этот инцидент лишь подтверждает точку зрения об опасности длительных – до 40-60 лет – сроков эксплуатации атомных энергоблоков.

Риски аварий, связанные с социально-экономическими кризисами. В случае социально-экономического кризиса, как это произошло в середине 90-х годов в России, АЭС подвергаются угрозе аварий вследствие социальных протестов. В истории российской атомной энергетики есть примеры, когда работники АЭС захватывали атомную станцию, требуя выполнения экономических требований.

Риски аварий, связанных с военными действиями. Концепцией безопасности существующих АЭС до сих пор предполагалась работа атомных электростанций только в мирное время. Между тем, большинство европейских АЭС расположены на территории, на которой в двадцатом веке неоднократно велись боевые действия с применением тяжелого оружия. Попадание одиночного артиллерийского снаряда, ракеты или авиабомбы в любое из зданий АЭС не приведет к катастрофическим последствиям. Однако уже двух точных попаданий достаточно, чтобы на атомной электростанции начался лавинообразный катастрофический процесс. Так, если одним снарядом будет поврежден и остановлен турбогенератор, а второй снаряд выведет из строя резервную дизель-генераторную электростанцию, то циркуляция воды в первом контуре полностью прекратится.

Запаса воды в пассивных системах охлаждения недостаточно, чтобы обеспечить охлаждение активной зоны реактора на достаточно длительное время. Активные системы охлаждения без подвода электроэнергии работать не могут. В этом случае неизбежно расплавление активной зоны реактора за счет остаточного тепловыделения и выброс радиоактивных веществ за пределы первого контура.

Если по зданиям АЭС будет произведена серия прицельных выстрелов и будет пробита защитная оболочка здания реактора, то неизбежен выброс радиоактивных веществ в атмосферу и заражение обширной территории. Боекомплекта одного танка или самолета-штурмовика достаточно для полного уничтожения атомной электростанции как энергетического объекта и заражения большой территории. Обычное оружие, примененное против атомной электростанции, становится оружием массового поражения.²⁴

Не следует отбрасывать и сценарий использования тяжелого оружия в мирное время. Например, в сценарии теракта с использованием мобильной гаубичной системы, которая может быть установлена в нескольких километрах от АЭС вне периметра физической защиты станции.

Риски, связанные с транспортировкой и хранением РАО и ОЯТ. Помимо рисков, связанных с эксплуатацией АЭС существует масса рисков, связанных с транспортировкой и хранением радиоактивных отходов и ОЯТ. Вопрос хранения РАО до сих пор до конца не изучен, так как сроки хранения превышают как минимум сотни лет, а в идеале для ОЯТ должны составлять сотни тысяч лет. Здесь необходимо отметить, что уже сегодня возникают проблемы выхода радионуклидов за пределы площадок хранения во Франции и Германии через несколько десятилетий хранения РАО.

²⁴ http://www.t3000.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=16&Itemid=27

4.2. Инвестиционные риски, связанные со стоимостью и сроками строительства АЭС

Риски, связанные с изначально высокой стоимостью новых энергоблоков.

Стоимость строительства АЭС в России значительно опережает инфляцию. Официальная стоимость удельных капвложений выросла за 7 лет почти в 3 раза – с 20,2 млрд. рублей в 2000 г. до 55,7 млрд рублей в 2007 году [5, 6]. Эта тенденция соответствует мировым процессам. В соответствии с докладом Cambridge Energy Research Associates Inc., материалы для строительства АЭС выросли с 2000 г. к началу 2008 года на 173%, в то время как для ветровой энергетики аналогичный рост составил 108%, для угольной 78 и газовой 92%.

Изначально высокая стоимость атомных энергоблоков находит отражение в тарифе атомных станций. Примерно 20% выручки российской атомной энергетики – 15 млрд. российских рублей на 2007 г. – идет на строительство новых энергоблоков, а также другой инфраструктуры. В условиях заданного уровня тарифа на оптовом рынке (примерно 2 цента за кВт-час) этого явно недостаточно для строительства новых АЭС. Инвестиционный потенциал внутренних ресурсов Росатома абсолютно не удовлетворяет планам правительства по ускоренному развитию атомной энергетики – строительство 2 энергоблоков в год, что требует порядка 130 млрд. рублей в год. Более того, тариф АЭС не позволяет выполнить программу по простому замещению выбывающих энергоблоков – 3,7 ГВт к 2020 г. Существующие отчисления достаточны только для строительства одного реактора в 3-4 года. Для решения проблемы необходимо увеличение тарифа примерно в 2,5 раза с 2 центов (в 2008 г.) до 5 центов за кВт-час.

Именно поэтому российским правительством была принята федеральная целевая программа по развитию атомного комплекса, в соответствии с которой предполагается субсидировать строительство новых АЭС из федерального бюджета. Размер субсидирования на новое строительство составляет порядка 670 млрд. рублей до 2015 года.

В связи с этим потенциальному инвестору нужно четко понимать, что строительство атомных энергоблоков – это дорого. Возврат вложенных средств займет крайне долгий срок, если вообще будет возможен, особенно в странах с регулируемым энергетическим рынком.

Риски, связанные с ростом стоимости в процессе строительства. Опыт достройки третьего блока Калининской АЭС показал, что стоимость достройки готового почти на 50% объекта оказалась сравнимой с проектной стоимостью строительства с нуля. Стоимость достройки Калининской АЭС выглядела следующим образом. По данным Счетной палаты, остаток сметной стоимости строительства по пусковому комплексу строительства энергоблока № 3 Калининской АЭС с учетом объектов социальной сферы составлял на 1 января 2001 года 8,2 млрд. рублей или 48,7 % по освоению капитальных вложений. Однако, в соответствии с официальными данными, выделение средств на достройку этого энергоблока только в 2001-

2004 годах составило 23,2 млрд. рублей. В конце 2004 года энергоблок был пущен, но, тем не менее, на его доводку в 2005 году было выделено еще 4,1 млрд. рублей. В итоге стоимость всего энергоблока составила 35,9 млрд. рублей вместо заявленных 16,8 млрд. рублей или более чем в 2 раза дороже заявленной стоимости. Стоимость достройки, что более корректно для оценки роста стоимости строительства составила 27,3 млрд. рублей и оказалась более чем в 3 раза дороже заявленной. Даже с учетом инфляции такое превышение является значительным.

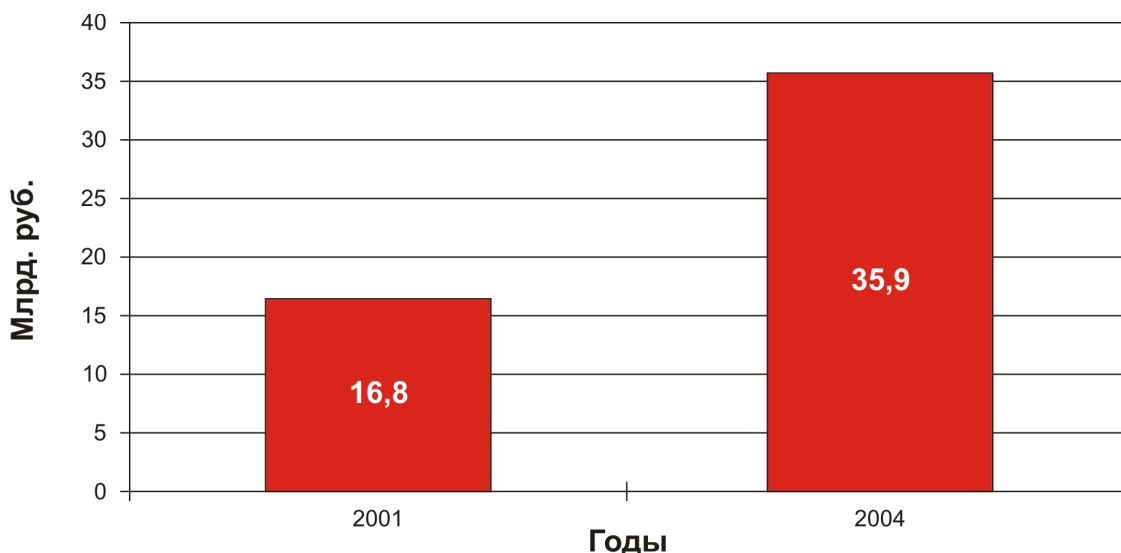


Рисунок 19 - Рост стоимости строительства третьего блока Калининской АЭС (млрд. руб.)

Аналогичная ситуация складывается со строительством атомных энергоблоков в Финляндии и Франции. Стоимость реактора в Финляндии (1600 МВт) выросла в ходе строительства с контрактных 3,2 млрд. Евро до 4,7 млрд. евро. При этом проект далек от завершения. Заявленная стоимость реактора во Фламанвиле выросла на 20% с 3,3 до 4 млрд. Евро. Это привело к тому, что компания увеличила прогнозируемую стоимость продаваемой электроэнергии с 4,6 до 5,4 евроцентов за кВт-час.

Рост стоимости в процессе строительства является принципиальным фактором при оценке окупаемости и рентабельности атомных проектов. Так, в проекте второй очереди Балаковской АЭС (2 энергоблока ВВЭР-1000) присутствует анализ чувствительности проекта на "увеличение объема капитальных вложений в промстроительство". Выполненный авторами проекта второй очереди Балаковской АЭС анализ показал, что проект имеет чистый дисконтированный доход равный нулю при увеличении объема капитальных вложений в промстроительство на 60% [14]. В случае со строительством третьего блока Калининской АЭС превышение составило 110%.

Риски, связанные с увеличением сроков строительства АЭС. Срок строительства одного атомного энергоблока равен 5-7 годам в отличие от других секторов энергетики, например, ветровой, где ветростанции мощностью сотни мегаватт могут строиться за 1-2 года.

При этом заявленные сроки, как правило, не выдерживаются. Задержка строительства АЭС в Финляндии составляет три года через 3 года после начала

строительства. Таким образом, каждый год строительства означает задержку на год. Изначально реактор планировали построить за 4 года, теперь 7 лет. Аналогичные проблемы появились при строительстве энергоблока во Франции.

Одним из факторов, который является предпосылкой к долгострою в российском ядерном комплексе – дефицит профессиональных строителей. По планам Росатома, количество профессиональных строителей должно увеличиться с 5 000 в 2006 году до 55 000 к 2009 году, что маловероятно.

4.3. Риски, связанные с обеспеченностью топлива

На сегодня единственное крупное действующее урановое месторождение в России обеспечивает только 16-18% от необходимых потребностей в природном уране – 3,2 тысячи тонн в год при необходимых около 20 тысячах тонн природного урана (с учетом поставок на зарубежные атомные станции). Недостающую часть компания «ТВЭЛ», отвечающая за обеспечение топливом российских и зарубежных атомных станций, берет из «складских запасов». Таким образом, происходит субсидирование атомной энергетики за счет еще советских урановых запасов, образовавшихся в основном в результате реализации военных программ.

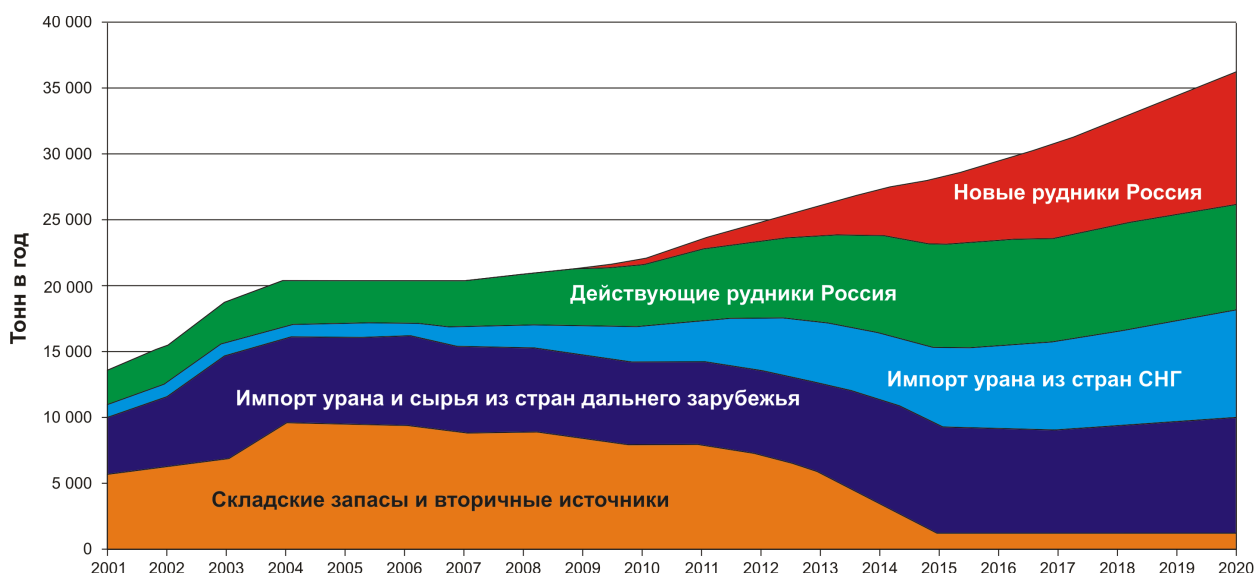


Рисунок 20 - Структура покрытия сырьевых потребностей отрасли до 2020 года [15]

В соответствии с данными Росатома, складские запасы, покрывающие потребности в уране на 30%, будут исчерпаны к 2015 году – периоду планируемого ввода первого атомного энергоблока в Беларуси. Предполагается, что выбытие этого источника урана будет компенсировано за счет открытия новых рудников. Вопрос запуска новых месторождений в заявленном объеме является дискуссионным. Кроме того, порядка 20-25% потребностей урана в настоящее время покрывается за счет ввоза обедненного урана из Западной Европы (на рис. 20 позиция «Импорт урана и сырья из стран дальнего зарубежья»). Контракты на ввоз этого урана

должны быть закрыты в 2009 году. Есть вероятность, что эти контракты будут продлены, как это отражено в [15]. Но в связи с опасностью хранения обедненного урана, который ввозится в виде гексафторида урана, эти контракты, скорее всего, продлеваться не будут.

С учетом выбытия этих двух источников дефицит урана составит порядка 50% от нынешнего уровня потребления. С учетом планов роста потребления урана за счет новых контрактов по поставкам свежего топлива в том числе за рубеж дефицит может составить порядка 20 000 тонн урана – порядка половины мирового производства природного урана.

В качестве возможного поставщика урана до сентября 2008 года Росатом рассматривал австралийские компании. Но после событий августа 2008 г. на Кавказе, в связи с тем, что нельзя отследить, будет ли уран Австралии обогащаться на российских военных объектах²⁵, специальная комиссия австралийского парламента не рекомендовала правительству Австралии заключать новый договор в области использования атомной энергии с Россией, открывающий урановые запасы Австралии российским компаниям. Ситуация с Австралией показывает, что риски, связанные с обеспеченностью ядерным топливом, усугубляются проблемами в международных отношениях и ограниченным кругом стран-поставщиков природного урана.

Ситуация в России не уникальна. В 2005 г. мировое производство урана составило около 40 тыс. т при годовом потреблении 69 тыс. т. Урановый дефицит пока еще покрывается складскими запасами и вторичными источниками. По прогнозам МАГАТЭ, к 2020 г. годовое производство урана вырастет только до 65—70 тыс. тонн при росте потребления до 82—85 тыс. тонн.

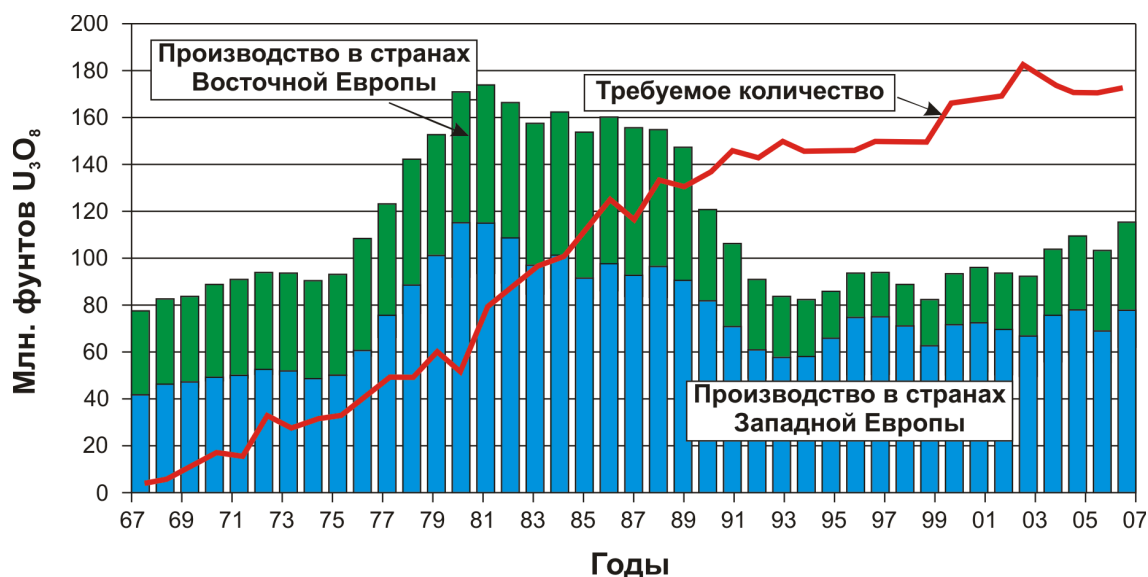


Рисунок 21 - Мировая добыча урана и потребность в нем²⁶

Следует также учитывать, что в настоящее время значительная часть ядерного топлива на мировом рынке получается путем разубоживания оружейного урана

²⁵ Гражданские и военные заводы Росатома по обогащению урана технологически не разделены.

²⁶ Ux Consulting Company, LLC http://www.uxc.com/fuelcycle/uranium/uxc_graph_u-prod-67-on.gif

России. Полученный из ядерных боеголовок уран покрывает 17% мирового рынка обогащенного урана. После 2014 года, когда закончится контракт по продаже российского оружейного урана (т.н. контракт ВОУ-НОУ), следует ожидать резкого падения предложения на рынке урана и возможный в связи с этим резкий рост стоимости ядерного топлива.

4.4. Некоторые риски, связанные с незапланированным ростом эксплуатационной составляющей тарифа

Рост тарифа в связи с дефицитом урана. До сих пор российская атомная энергетика существовала за счет советских запасов урана и действующих рудников, открытых в СССР. Открытие и обустройство новых месторождений требует значительных финансовых ресурсов. В этой связи есть вероятность, что частично эти расходы будут покрываться за счет тарифа.

Рост тарифа с ростом услуг временного хранения. По данным [16], стоимость хранения ОЯТ российских АЭС в централизованном федеральном хранилище составляла до 2005-2006 гг. примерно 60 долларов за килограмм тяжелого металла (ТМ). По оценкам, которые можно сделать на примере проекта строительства второй очереди Балаковской АЭС, стоимость временного хранения ОЯТ с российских АЭС выросла до 130 долларов за килограмм ОЯТ. Стоимость хранения ОЯТ украинских АЭС выросла в 2009 году по сравнению с 2008 годом с 360 долларов до 423 долларов за килограмм ТМ. При этом реальную стоимость хранения в долгосрочной перспективе оценить не может никто, но известно, что она будет только расти, и расти значительно. По заявлению представителей Росатома, «сейчас люди понимают, что реальную стоимость хранения ввозимого из-за рубежа топлива невозможно рассчитать. Мы могли бы принять его на 60 или 70 лет, но что случится через 100 лет? Никто не в состоянии подсчитать такие расходы» [17].

Но даже в краткосрочной перспективе существующих средств явно недостаточно для обеспечения безопасного хранения. Например, на централизованном хранилище в Красноярском крае отсутствует нормальная система физической защиты. В 2002 году сначала группа активистов Гринпис, а затем ФСБ беспрепятственно прошли на территорию хранилища и также беспрепятственно ее покинули.

Рост тарифа в связи с ростом стоимости мероприятий по выводу из эксплуатации атомных энергоблоков. В настоящее время на вывод из эксплуатации атомных энергоблоков в тарифе атомных станций предусмотрены отчисления в размере 1,3% от выручки АЭС. В то же время, по данным бывшего генерального директора концерна «Росэнергоатом» С. Антипова, «в 2004 году дефицит средств для вывода энергоблоков из эксплуатации составил около 6 млрд. рублей, а к 2010 году дефицит средств может превысить 8,5 млрд. рублей» [18]. Важно учесть, что дефицит, в 6 раз превышающий годовые отчисления на вывод из эксплуатации, существует в ситуации, когда из эксплуатации выведены первые 4 энергоблока общей мощностью около 1 ГВт, а само отчисление делается из выручки, получае-

мой в результате эксплуатации мощностей объемом 23 ГВт. В этой связи концерн «Росэнергоатом» рассматривает вопрос об увеличении отчислений до 2,3% [19].

4.5. Экономические риски, связанные с интеграцией АЭС и повышением аварийности в энергосети

Строительство АЭС приведет к тому, что более 50% электроэнергии в стране будет вырабатываться всего на двух станциях – АЭС (2 000 МВт) и Лукомльской ГРЭС (2 430 МВт). Такая концентрация мощности чревата крупными авариями в энергосистеме и большими убытками для экономики. «Коварство» работы в пиковом режиме не столько в перерасходе топлива на каждый цикл (т. е. в снижении экономичности блоков), сколько во влиянии в длительной перспективе на повреждаемость и аварийность блоков и их элементов (котлов, турбин и генераторов), а также количество различных ремонтов. Большинство аварий на станциях случается чаще всего при пусках блоков из «холодного» состояния – это и взрывы котлов, и повреждения валов турбогенераторов, и поломка лопаток турбин, которые иногда сопровождаются человеческими жертвами. Ущерб от аварий исчисляется десятками-сотнями миллионов долларов.

4.6. Трансграничные риски атомной энергетики

Строительство АЭС на территории Беларуси намечено в водосборном бассейне Балтийского моря – экологически уязвимом регионе, имеющим ограниченный водообмен с открытой частью океана. Это означает, что в случае возникновения аварий на АЭС с выбросами или сбросами радионуклидов, последствия будут сказываться на других странах и морских экосистемах этого полузамкнутого экологического пространства.

Следует принимать во внимание, что в западной части Балтийского региона идет процесс вывода из эксплуатации АЭС и отказа от нового строительства [23].

В то же время на юге и востоке Балтийского региона продвигаются новые проекты АЭС. В южной части приняты политические решения построить в ближайшие 15 лет не менее 6 новых энергоблоков АЭС, которые будут всего в сотнях километрах друг от друга. Это означает, что каждое в отдельности решение не учитывает совокупного риска от всех АЭС для каждой из стран и для всего Балтийского региона в целом.

Известно, что риски от работы АЭС имеют наивысшее значение в начальный период их эксплуатации и в момент приближения к выработке ресурса. Ввод в эксплуатацию в течение нескольких лет 6 энергоблоков в Беларуси, Литве и России (Калининградская АЭС) и одновременный вывод из эксплуатации Игналинской АЭС будут создавать наивысшие вероятности аварийных ситуаций на АЭС. Эти трансграничные риски не принимались во внимание при принятии национальных решений о строительстве АЭС.

Атомные электростанции Балтийского региона



Состояние энергоблоков

▲ работающие

▲ выводимые из эксплуатации

△ планируемые

▲ эксплуатируются сверх проектного ресурса

--- планируемый экспорт атомного электричества

4.7. Экономические риски, связанные с выводом из эксплуатации

Как правило, при экономической оценке атомной энергетики не учитывается весь жизненный цикл АЭС. Современные энергоблоки АЭС рассчитываются проектировщиками на производство электроэнергии примерно в течение 50-60 лет. Это время, в течение которого основные элементы оборудования утрачивают свои свойства, позволяющие их эксплуатировать безопасно, а сама технология производства энергии морально устаревает. С момента прекращения эксплуатации энергоблок АЭС – источник энергии и дохода трансформируется в объект, потребляющий энергию и ресурсы.

До сотни тысяч тонн оборудования и конструкций такого энергоблока становятся отходами, значительная часть которых радиоактивно загрязнена. Это означает, что такой объект должен надежно изолироваться от среды обитания, чтобы предотвратить возможность поступления радионуклидов в биосферу и через пищевые цепочки к человеку. Кроме того, необходимо исключить возможность несанкционированного доступа к этим радиоактивным отходам.

В отношении зданий и сооружений, выводимых АЭС возможно принятие одной из альтернативных стратегий:

- немедленный, поэтапный демонтаж наименее загрязненных объектов;
- отложенный демонтаж через 50 и более лет, когда распадется значительная часть радионуклидов.

При выводе из эксплуатации отдельным вопросом стоит утилизация отработавшего ядерного топлива. ОЯТ из выводимого реактора выгружают в приреакторные бассейны с охлаждаемой водой. Спустя несколько лет топливные стержни перемещают в бассейны временных хранилищ, охлаждаемые электроэнергией. Затем, по мере остывания стержней их помещают в специальные контейнеры, где ОЯТ продолжают охлаждать за счет естественной циркуляции воздуха.

На сегодняшний день в мире отсутствуют безопасные для природы и экономически оправданные технологии переработки ОЯТ. Особая опасность ОЯТ обусловлена наличием в нем радионуклидов, которые практически не участвовали в миллионах лет эволюции живых систем на Земле. К таким радионуклидам относят, например, плутоний (^{239}Pu), который имеет период полураспада более 24 000 лет. За время жизни атомного энергоблока от начала эксплуатации до истощения ресурса нарабатывается до тысячи тонн ОЯТ, содержащего тонны ^{239}Pu .

ОЯТ должно надежно изолироваться от биосферы в течение сотен тысяч лет. В США решением Верховного суда надежность изоляции отработавших топливных стержней должна быть гарантирована в течение 1 миллиона лет. На сегодняшний день отсутствуют технологические решения, способные решить эту задачу.

Современные данные о стоимости вывода из эксплуатации энергоблоков включают большое количество неопределенностей, связанных с различием возможных сценариев вывода из эксплуатации, национальных политик по обращению с РАО, ОЯТ, уровнем развития технологий в разных странах и т.п.

В ряде стран государственные и эксплуатирующие организации сделали такие оценки. Например, Совет по Национальным Ресурсам США (NRC) и Агентство по Атомной Энергии (NEA) оценили стоимость вывода из эксплуатации как 10 – 15 % от стоимости строительства объекта. [24]

Официальные французские источники предлагают оценку 258.86 евро/кВт установленной мощности (данные на 1998 г.) [25].

Оценка стоимости вывода из эксплуатации энергоблока с реактором ВВЭР-440, по данным МАГАТЭ, может составлять 350 млн. долл. при немедленном демонтаже и 300 млн. долл. при отложенном на 40 лет демонтаже (795 и 690 долл./кВт установленной мощности соответственно). [26]

Вместе с тем, практический опыт вывода из эксплуатации показывает, что приведенные оценки существенно занижены. Так, в Германии затраты на вывод энергоблоков АЭС с ВВЭР-440 оказались более чем в 2 раза выше прогнозируемых МАГАТЭ. При выводе из эксплуатации 6 энергоблоков АЭС «Норд» затраты составят 3,2 млрд. евро (4,4 млрд. долл.) или 1700 долл./кВт. АЭС «Норд» будет выводиться в течение 45 лет с 1990 по 2035 гг. до состояния коричневой лужайки с созданием на месте бывшей АЭС технопарка. При этом останется нерешенной проблема ОЯТ, которое находится во временном (на 50 лет) хранилище. [23]

В Литве на вывод из эксплуатации двух энергоблоков РБМК-1500 (2×1500 МВт эл.) в течение 30 лет первоначально планировалось потратить 1,2 млрд. евро. Так оценивались работы до состояния «коричневой лужайки», организации временного хранения ОЯТ в метало-бетонных контейнерах и организации технопарка. Спустя несколько лет после начала реализации программы вывода эта сумма возросла до 2,5 млрд. евро или 1100 долл./кВт установленной мощности. В дальнейшем эти затраты еще возрастут, поскольку пока не разработана технология утилизации 3400 тонн графита (замедлителя нейтронов в реакторах РБМК), содержащего радиоактивный изотоп углерода-14 (период полураспада 5400 лет). Кроме того, пока не найдена технология долговременной изоляции или захоронения на территории Литвы отработавшего ядерного топлива.

Затраты на вывод из эксплуатации энергоблока АЭС Мэин Янки (Maine Yankee) электрической мощностью 900 МВт до состояния «зеленой лужайки» составили около 500 млн. долл., превысив затраты на строительство (340 млн. долл.) При этом ОЯТ находится во временном хранилище. Технологии долговременного хранения или захоронения ОЯТ в США не существует.

Таблица 9 - Затраты на вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС в разных странах [23, 27]

| № | АЭС, страна | Тип реактора; мощность, МВт | Стоимость, млн. долл. | Примечания |
|---|--------------------|-----------------------------|-----------------------|--|
| 1 | Биг-Рок Пойнт, США | BWR, 70 | 25,0 | После выгрузки ОЯТ корпус реактора вывезен. Общая масса РАО составила 290 т. На площадке осталось хранилище ОЯТ площадью 43,3 га. Площадь АЭС составляла 182,2 га. |

| | | | | |
|---|--------------------------|--------------|------------------|---|
| 2 | Форт Сент-Врэйн, США | HTGR, 330 | 173,9 | Принят вариант немедленного демонтажа. Переоборудована в газотурбинную станцию. |
| 3 | Мэин Янки (Maine Yankee) | 900 | ~ 500 | Немедленный демонтаж до состояния «зеленой лужайки». Организовано сухое хранилище ОЯТ на территории рядом со станцией. Проведена рекультивация территории АЭС после демонтажа. |
| 4 | Токай Мура, Япония | GCR, 166 | 772,5 | Демонтаж начат в 2001 г., будет завершен в 2017 г. В ходе демонтажа образуется 177 тыс. тонн РАО, в том числе 18 тыс. тонн высокоактивных. |
| 5 | Штаде, Германия | PWR, 672 | 668,4 | Первая АЭС, выводимая из эксплуатации после принятия закона об отказе от АЭС. Из 300 чел. персонала на демонтажных работах осталось 150. |
| 6 | Библис-А, Германия | PWR, 1225 | 141,2 | Оценка затраты на полную ликвидацию энергоблока. |
| 7 | Ловиса-1, Финляндия | ВВЭР, 440 | 166,5 | Оценки стоимости затрат на вывод из эксплуатации до «коричневой лужайки». |
| 8 | Грейфсвальд, Германия | ВВЭР, 5×440 | 4 000 | Оценочные затраты на полную ликвидацию 5 блоков до стадии «Технопарка» в период с 1990-2035 годы. В работах по выводу занято до трети эксплуатационного персонала бывшей АЭС. |
| 8 | Игналинская АЭС, Литва | РБМК, 2×1500 | 1 500 (3 300) | Оценочные затраты на полную ликвидацию 2 блоков до стадии «Технопарка». Начаты демонтажные работы на 1-ом блоке. ОЯТ планируют временно хранить в контейнерах «сухого хранилища». После нескольких лет начала работы оценки затрат возросли более чем в 2 раза. |

4.8. Социальные риски, связанные с выводом из эксплуатации

Строительство АЭС в Центральной и Восточной Европе сопровождалось созданием атомградов – городов спутников АЭС, численностью от 30 до 70 тысяч жителей. АЭС становятся градообразующими предприятиями. Социальная инфраструктура и бюджет атомных поселений полностью зависят от эффективности работы АЭС.

У жителей атомградов, как правило, отсутствуют исторические корни, связывающие их с местной культурой. Это может стать источником социальных конфликтов с жителями соседних поселений, которые воспринимают АЭС и жителей атомградов как угрозу традиционному укладу жизни.

Неизбежный вывод из эксплуатации АЭС после выработки ресурса вызывает острый социальный кризис, связанный с одномоментной утратой большого числа высокооплачиваемых рабочих мест, а также основного источника поступлений в местные бюджеты. [23].

5. ТЕНДЕНЦИИ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Выбор технологий в энергетике будущего относительно невелик. В соответствии с позицией российского экспертного сообщества, зафиксированного в Концепции энергетической стратегии Российской Федерации до 2030 года [1], источники энергии, которые поменяют сложившиеся экономические, балансовые и экологические представления, определены следующим образом:

- ядерная энергетика на быстрых нейтронах с полным топливным циклом,
- нетрадиционные возобновляемые энергоресурсы,
- нетрадиционные невозобновляемые ресурсы (газогидраты и др.)
- возможно, термоядерная энергетика.

Здесь нужно обратить внимание, что среди перечисленных технологий отсутствуют ядерные реакторы на тепловых нейтронах – основа современной мировой ядерной энергетике, которую предлагается развивать в Беларуси. Главная причина – топливные ограничения в связи с близкой исчерпаемостью дешевых запасов урана.

Говоря о технологии термоядерного синтеза, необходимо сослаться на мнение Е.П. Велихова – одного из руководителей российской программы термоядерного синтеза, – который определил, что в случае успеха, коммерческая мощность реакторов на основе термоядерного синтеза к концу 21 века не превысит 100 000 МВт или несколько процентов от современной установленной мощности всей электроэнергетики мира, что ничтожно мало.

Добыча газогидратов находится на стадии научной проработки. В случае начала такой добычи продуктом будет сжиженный природный газ, который Беларуси в любом случае придется закупать за рубежом.

Из реальных источников на перспективу ближайшего столетия, по мнению российского экспертного сообщества, останутся только атомная энергетика на основе плутония и возобновляемая энергетика.

При этом технология плутониевой энергетике с замкнутым циклом до сих пор не проработана. Но уже известно, что эта технология крайне опасна с точки зрения нераспространения ядерного оружия, более аварийна и крайне дорогая.

Среди всех технологий самыми перспективными и надежными являются технологии на основе ВИЭ. На сегодня лидерами в области альтернативной энергетике являются три технологии: энергетика на основе биомассы, солнечная и ветровая энергетика. Наибольшие объемы инвестиций и прирост мощностей в последние годы происходят в ветровой энергетике. Благодаря быстрому совершенствованию и удешевлению солнечных фотоэлементов ожидается, что после 2020 г. лидером роста станет солнечная энергетика. Сейчас препятствием к ее росту является чрезвычайно высокая энергоемкость производства высокочистого кремния.

В странах, где поддерживается возобновляемая энергетика, небольшие размеры и большое число малых энергоустановок позволяет снижать затраты на нее

вследствие обучения опытом, а также быстро и гибко реагировать на изменение потребности в энергии.

Последствия умеренного изменения климата приведут к повышению продукции биомассы, и выработки электроэнергии на ГЭС, снижению выработки ветроустановок и наземных солнечных батарей. Последствиями сильного изменения климата (в случае сохранения тенденции по росту использования ископаемого топлива) станет рост числа природных чрезвычайных ситуаций, что потребует повышения надежности и маневренности энергетики и существенных дополнительных затрат на компенсацию последствий во всех отраслях хозяйства.

Таким образом, ограничение роста потребления ископаемого топлива является необходимым условием предотвращения затрат на компенсацию последствий изменения климата.

С учетом ограниченности запасов дешевого урана и значительных рисков, сопровождающих атомную энергетику, можно сделать вывод, что на сегодня только возобновляемая энергетика может обеспечить энергетическую безопасность и стабильное развитие как на глобальном, так и на национальном уровнях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проект концепции Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030 г.

2. Государственная программа модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006-2010 годах. Минск, 2005.

3. А.П. Якушев, «Ядерная энергетика в Беларуси» по материалам международной конференции «Энергетика Беларуси: пути развития». стр. 72-84. Минск, 2006

4. Рост цен на газ: новые вызовы белорусской экономике. Е.Ракова и др.

5. Постановление правительства российской федерации от 6 октября 2006 г. N 605 О федеральной целевой программе «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007 – 2010 годы и на перспективу до 2015 года».

6. «Обоснование инвестиций в строительство ЛАЭС-2. Том 5. Оценка воздействия на окружающую среду». Атомэнергопроект. 2006.

7. К. Хиришаузен, И.Румянцева. «Экономические аспекты развития атомной энергетики в Беларуси». По материалам международной конференции «Энергетика Беларуси: пути развития». М стр. 85-122,. Минск, 2006

8. Копия письма Президиума Национальной академии наук Беларуси от 3 октября 2008 г. № 11-29/Л-238.

9. Лаврентьев Н. А., Жуков Д. Д. Белорусская ветроэнергетика – реалии и перспективы / Ж. «Энергия и Менеджмент», июль-август 2002 г., с. 12-17.

10. Пекелис В. Г. Еще раз к вопросу о ветроэнергетике / «Энергия и Менеджмент», № 3, 2006, с. 6-8.

11. Лаврентьев Н. А., Жуков Д. Д. Белорусская ветроэнергетика – реалии и перспективы / Ж. «Энергия и Менеджмент», июль-август 2002 г., с. 12-17.

12. К вопросу использования ветроэнергетических ресурсов Беларуси. Н.А. Лаврентьев и др. По материалам международной конференции «Энергетика Беларуси: пути развития». М стр. 61-71. Минск, 2006

13. Возобновляемые источники энергии Беларуси: прогноз, состояние, механизмы реализации. По материалам международной конференции «Энергетика Беларуси: пути развития». М стр. 37-60. Минск, 2006.

14. Проект на строительство 2-ой очереди (доработка) Балаковской АЭС, дополнительных материалов к разделу 12 проекта 2-ой очереди Балаковской АЭС, содержащих оценку воздействия на окружающую среду. Раздел 13 Технико-экономическая часть (Том 13, 210015.0000002.00506.510КТ.13)

15. Стратегия развития и безопасного использования атомной энергии. Презентация советника руководителя госкорпорации Росатом И.В. Коньшева. Мурманск, 18 февраля 2008 года.

16. «Сколько стоит ядерное электричество». В.А. Чупров. М. 2004.

17. Россия отказывается от планов по ввозу отработавшего ядерного топлива, ссылаясь на смену приоритетов *Nuclear Fuel*, №16, 31 июля 2006 г. <http://www.greenpeace.org/raw/content/russia/ru/press/reports/622035.doc>

18. «Российским атомщикам не хватает денег», «Промышленность и энергетика», №7, июль 2005.

19. «Гендиректор ФГУП «Росэнергоатом» Сергей Обозов собирается построить 21 ядерный реактор за три года», «Ведомости», 27.09.2006.

20. Хватит ли энергии для экономического роста? Прогноз потребности Беларуси в электроэнергии до 2025 г. – *Энергетика и ТЭК*, 2008, №4.

21. Программы развития белорусской экономики и прогнозная оценка потенциала сокращения выбросов парниковых газов. А.П. Якушев Объединенный Институт Энергетических И Ядерных Исследований – Сосны НАН Беларуси. Доклад 13 ноября 2008 г.

22. Журнал "Энергетика и ТЭК", май 2008 г.

23. Концепция плана вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС, выработавших проектный ресурс. Предложения общественных экологических организаций. 2008 г. с.28, www.decomatom.org.ru

24. "Problems of decommissioning nuclear facilities". WISE News Communique on January 23, 1998 (reference number 485.4813). URL: <http://www.antenna.nl/wise>

25. Report on the use of financial resources earmarked for the decommissioning of nuclear power plants. Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. The European Commission 26.10.2004, Com (2004) 719 final.

26. *Nuclear Power Reactors in the World* // IAEA issue 2, Vienna, 2002, p. 26].

27 Опыт снятия АЭС с эксплуатации в США // *Мировая электроэнергетика*, 1997, № 2, с. 16-21.

**Reducing Consumption
of Natural Gas in the Republic of Belarus:
Nuclear and Innovation Scenarios**

CONTENTS

| | |
|---|-----|
| Introduction | 59 |
| Executive summary | 61 |
| 1. Structure and forecast of energy consumption in Belarus | 62 |
| 1.1. Existing structure and forecast of energy consumption in Belarus | 63 |
| 1.2. Sensitivity of the Belarusian economy to gas prices | |
| 2. Energy scenarios in the Republic of Belarus | 70 |
| 2.1. Nuclear Scenario | 70 |
| 2.1.1. Description of the Nuclear Scenario | 71 |
| 2.1.2. Reduction of Gas Consumption in the Nuclear Scenario | 73 |
| 2.1.3. Cost of Capital Construction in the Nuclear Scenario | 74 |
| 2.2. Innovation Scenario Based on Renewable Energy Sources | 75 |
| 2.2.1. Potential of Renewable Energy Sources | 76 |
| 2.2.2. Wind Energy | 77 |
| 2.2.3. Use of Biomass in Generation of Energy | 80 |
| 2.2.4. Potential of Energy Efficiency in Gas Generation | 80 |
| 2.2.5. Description of Innovation Scenario | 81 |
| 2.3. Summary Data on Nuclear and Innovation Scenarios | 83 |
| 3. Correctness of Economic Calculations in the Course of Taking Decision to Build a Nuclear Power Plant in the Republic of Belarus | 86 |
| 4. Risks of the nuclear scenario | 94 |
| 4.1. Risks of Accidents | 94 |
| 4.2. Investment Risks, Related to Costs and Period of Construction of NPP | 96 |
| 4.3. Risks, Related to Fuel Supply | 99 |
| 4.4. Some Risks, Related to Unforeseen Growth of Maintenance Component of the Tariff | 100 |
| 4.5. Economic Risks, Related to Integration of NPP and Increase of Accidents in Power Supply Network | 101 |
| 4.6. Transboundary Risks of Nuclear Power Engineering | 102 |
| 4.7. Economic Risks, Related to Decommissioning of Power Plants | 102 |
| 4.8. Social Risks, Related to Decommissioning of Power Plants | 105 |
| 5. Trends in world energy generation | 107 |
| Literature | 107 |

INTRODUCTION

*Karl Georg Høyer, Professor, Research Director
Oslo University College*

This very thorough report by the group of experts reminds us that the most critical issues raised by nuclear power use have a global reach and are just as crucial today as they were some thirty years ago. It is worth remembering that in the 70`s and 80`s even Norway was subject to serious nuclear power development planning. According to these plans Norway by now should have had some 12-15 nuclear reactors localized to 4-5 nuclear power plants. Due to a strong public opposition this was, at least preliminary, rejected by the Norwegian Parliament already in 1975. Similar plans were also rejected in Denmark, and the two Nordic countries have ever since kept their roles as nuclear power free zones. In Sweden the Parliament decided gradually to dismantle and phase out all their existing nuclear reactors, a decision very much highlighted in the broader international discussions. However in the later years it has proven difficult for Sweden to keep to the decision.

Two major nuclear reactor accidents should heavily influence both discussions and decisions. The first one in March 1979. A loss-of-coolant accident (LOCA) took place in one of the two reactors at the Three Miles Island nuclear power plant near Harrisburg in Pennsylvania, USA. Before control was regained the reactor was only a few hours from a fuel meltdown accident. 140 000 people had to leave their homes for shorter or longer time. In its effects, uncontrolled emissions of radioactivity to the ambient environment, it was not a serious accident. But it demonstrated all the potentials of the utmost severity. And not the least did it demonstrate the necessity to throw all former quantified risk estimates into the garbage can. In USA the accident lead to a moratorium in commissioning new nuclear reactors. It took 6 years before the Three Miles Island reactor could start up again, a strong proof of the vulnerability of nuclear power as an energy source if larger or minor accidents happen.

Based on the almost unanimous recommendations from a public commission some industrial actors in the mid 1980`s made efforts to restore nuclear power planning in Norway. Their choice of moment was not very lucky, at least for themselves. 26th April 1986 reactor 4 in the Ukrainian Chernobyl power plant became subject to the most severe nuclear power accident through all history. As widely recognized extensive land areas and populations both in Ukraine, Belarus and Russia were in particular seriously hit by radioactive downfall. But even as far away as the more remote parts of Norway downfalls were large enough to make immediate counter measures necessary in order to protect population from long term health effects. Now more than twenty years later some of these counter measures are still effective, in particular those that were enforced to counteract radioactive Cesium concentration in reindeer and sheep meat generated through mountain grazing. The total downfall of Cesium 137 and 134 over all of Norway was not a large volume in common terms. In theory it could be kept in a tea cup. On the other hand the amount of radioactivity was very large indeed, and at fairly elevated levels is estimated to be present in Norwegian ecosystems through most of this decennium.

Together with other European countries Norway was taken by surprise. In many ways. It was the large geographical outreach of quite heavy downfalls. Almost all European countries became victims, many subject to heavily concentrated downfalls at very large distances from the Chernobyl source. These patterns and distances of radionuclide spreading were very different from the existing models used in risk estimation and contingency planning. And there were all the biological concentration chains of the radionuclides, many never envisaged before, at least as regards their proven importance. Former models and estimates of biological halftimes of nuclides were rejected by hard evidence.

Then there was the accident itself. Most European experts – me included – shared the view that the Russian graphite moderated RBMK reactors were inherently less accident prone than the Western light water moderated reactors (LWR), whether of the pressurized or boiling type. It was generally accepted that the LWR reactors in principle could be subject to a total, uncontrolled meltdown accident, contrary to the RBMK technology. This was the so called “*China Syndrome*”, hot fuel melting its way down in the ground visually towards China from USA. We were all taken by surprise of the type and extent of the Chernobyl reactor accident. However not by the release of radioactivity when the accident took place after all. Of course, the lack of the external safety barrier in most Russian reactors at that time, so crucial in Western reactors, was heavily criticized.

The report gives a systematic outline of the other major problems usually connected to nuclear power. They are the safety and deeply ethical problems raised by the continuous generation of long life radioactive waste. Similar types of problems caused by long term decommissioning of various types of nuclear fuel cycle plants, reactors, reprocessing and enrichment units. There are the transport safety issues when linking all the fuel cycle plants and activities together. And not the least are there the inherent and potentially seriousness in the connections between nuclear power and nuclear bombs, where the very history of nuclear power was founded more than sixty years ago. Nuclear reactors are still continuously generating Plutonium-239, the isotope applied in the Nagasaki nuclear bomb. And enrichment facilities creating opportunities for the generation of sufficiently enriched Uranium-235, the isotope applied in the Hiroshima nuclear bomb.

In Norway as well as in other European countries the strong opposition against nuclear power caused energy issues to be focused in new ways, also a great asset of this report. The large potentials of new forms of energy production from renewable and environmentally benign sources, sun, wind, biomass and low temperature heat from the ground, have become crucial parts of the new way of thinking on energy, the “*soft energy paths*”. And in outlining these paths have also extensive energy saving and gains in energy efficiency played important roles. In the aftermaths of the nuclear power opposition and the many no`s to further nuclear power it was mostly a matter of change of focus in discussion. But gradually it has grown to be an integral part of new politics. And as the future is described today, with the overriding response to issues of climate change, the soft energy paths are taken as the very backbone of all-European energy development and policies. Hopefully this report will give its contribution for the similar paths to become a reality also in Belarus.

EXECUTIVE SUMMARY

In the nearest future the Republic of Belarus, like many other countries of the world will have to take a decision on how its energy sector is going to look like in the coming decades. Energy security and political status of countries would depend on decisions taken in this field.

Critical dependence on import of natural gas, which is becoming more and more expensive on 31 January 2008, pushed the Republic of Belarus National Security Council for taking a political decision to build a nuclear power plant.

A number of factors have not been taken into account in the course of taking this decision, which leads to doubts about correctness of the choice.

1. Some input data, used for preparing a feasibility study to build a NPP contained errors:

- NPP capital construction unit costs, used in analysis and modeling – US\$ 1,116 per kW – were definitely underestimated. In accordance with the Russian Federation Government figures, the cost of capital construction is almost 2 times higher and amounts to US\$ 2,140 per kW (in 2007).

- The NPP feasibility study includes data of the International Nuclear Association, according to which cost of production of electric power, generated by NPP in France amounts to € 0.0254 and € 0.0393 per kWh. Figures of the Republic of Belarus National Academy of Sciences say that commissioning of a NPP into energy system of the republic would provide for stabilizing cost of generation of electric power at the level of US\$ 0.13/kWh between 2025 and 2030, whereas “gas-powered” option of development of energy system unit costs would rise to the level of US\$ 0.18 per kWh in 2025 and US\$ 0.21 per kWh in 2030. However, this is far from being the truth. In 2008 due to increasing costs of construction of the reactor in Flamanville (France) by 20% from € 3.3 to € 4 bn. estimated cost of generation of electric energy grew from € 0.046 to € 0.054 kWh. Evaluation of tenders for construction of NPP in Turkey the stated price of marketed electric power, generated by the Russian-design power generating units amounted to US\$ 0.2079 per kWh.

2. The decision was taken based on economic calculations, which, however, do not take into account some matters of principle:

- Experience of construction of nuclear power generating units in Russia proves that real costs are much higher than the initial ones. For example, real costs of construction of the third power generating unit of the Kalininskaya NPP (commissioned in 2004) turned to be more than 2 times higher than the envisaged. On top of this, based on calculations of designers of the second stage of the Balakovskaya NPP, a more than 60% increase in volume of capital investments into construction makes erection of water-moderated water-cooled power reactors-1000 unprofitable.

- Growth of official costs per capital investments into nuclear generation considerably exceeds inflation indicators : within 7 years costs grew almost 3 times – from RUR 20.2 bn per GW in 2000 to RUR 55.7 bn per GW in 2007.

- Construction of NPP would require erection of non-nuclear capacities for additional non-nuclear hot reserve of 550 MW, which costs circa US\$ 0.8 bn. and 1 GW pumped-hydrostorage plant to compensate poor flexibility of nuclear energy sector.

- The need to commission an additional hot reserve, based on natural gas, would result in decreasing NPP efficiency, from the point of view of saving gas, by 0.12 bn. m³.

- Since 2005, following the rise and fall in prices for uranium and oil the cost of uranium in relation to oil and gas saw a two-fold increase. Cost of conversion of uranium in the world market from 2004 grew by more than 40%, since 2005 cost of enriching increased by approximately 45%. In 2009 the cost of disposal of used nuclear fuel from Ukrainian NPP in Russia increased by circa 17%. All this evidently exceeds the forecast of 0.5% annual growth in cost of nuclear fuel, used in calculations.

- Reduction of energy consumption, which resulted from economic crisis, makes a decision to build an expensive NPP where the construction would take at least eight years, a quite risky one.

3. Construction of NPP would lead only to partial solution of the problem of dependency on gas import. Nuclear generation would ensure replacement of approximately **4.35 bn. m³** of natural gas. Taking no account of natural gas, used as raw material (3 bn. m³) means that absolute reduction of the consumed natural gas would reach circa **23%** by 2020 – a reduction of import of natural gas for energy sector from 18.5 bn. m³ to 14.1 bn. m³. Other estimates say that the reduction would reach 3.51 bn. m³ or 20%. Taking into account natural gas, needed for additional hot reserve the reduction effect would be even lower.

4. Construction, operation and decommissioning of NPP result in considerable economic and technological risks that should be considered separately.

5. Choosing Russian-made water-moderated water-cooled power reactors-1000 as well, means choosing the uranium fuel supplier. None of the countries with NPPs, built by the Soviet Union was able to change nuclear fuel supplier, which is another proof of monopolistic dependency of Belarus from Russia.

Therefore construction of NPP could only partially solve the problem of replacing the imported gas, creating, at the same time, a lot of new problems, including those for the Republic of Belarus budget, because initially unprofitable nuclear fuel cycle would permanently require subsidies during decades. With presence of alternative less expensive and more secure ways of reducing consumption of natural gas, the nuclear scenario is the most expensive and risky.

Considerable reduction of import of natural gas in mid-term perspective (20-30 years) would be possible due to modernization of gas energy sector of the Republic of Belarus and use of renewable sources of energy.

An alternative innovation scenario, proposed in the present note, provides for reducing consumption of natural gas in the energy sector by almost **50%** from 18.5 bn. m³ to 9.3 bn. m³ with costs per unit of the saved natural gas by **20-40%** lower than in the nuclear scenario.

Taking into account the above-mentioned it seems expedient, at least, to postpone construction of NPP. As maximum, it is necessary to take a decision aimed at development in Belarus of energy sector using renewable sources – by 2020 based on biomass and use of wind potential and solar energy in perspective.

1. STRUCTURE AND FORECAST OF ENERGY CONSUMPTION IN THE REPUBLIC OF BELARUS

1.1. Existing Structure and Forecast of Energy Consumption in Belarus

Following collapse of the USSR, energy balance in Belarus has sharply changed to replacement of coal and fuel oil with natural gas.

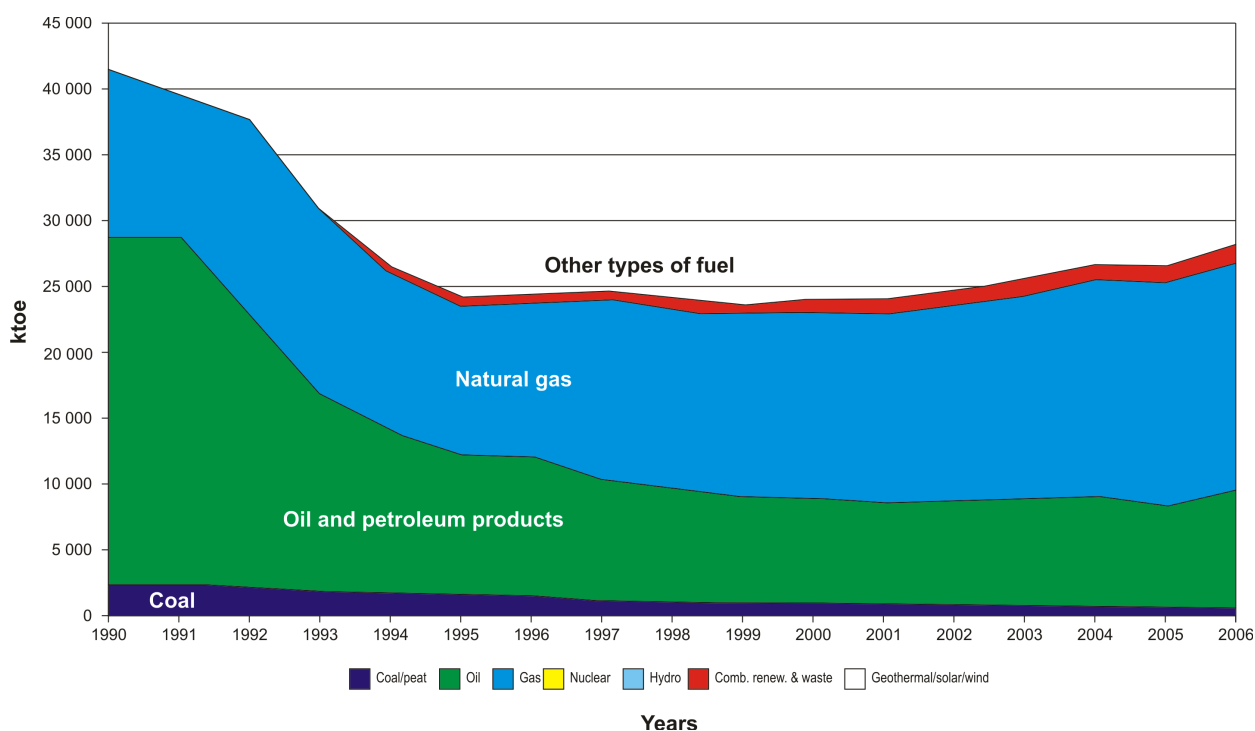


Figure 1 - Change in structure of consumption of fuel in the Republic of Belarus during 1990-2006, (here 1 ktoe (ton of oil equivalent) = 10.034 GCal = 1.43 tons of equivalent fuel. Source – International Energy Agency <http://www.iea.org/statist/index.htm>)

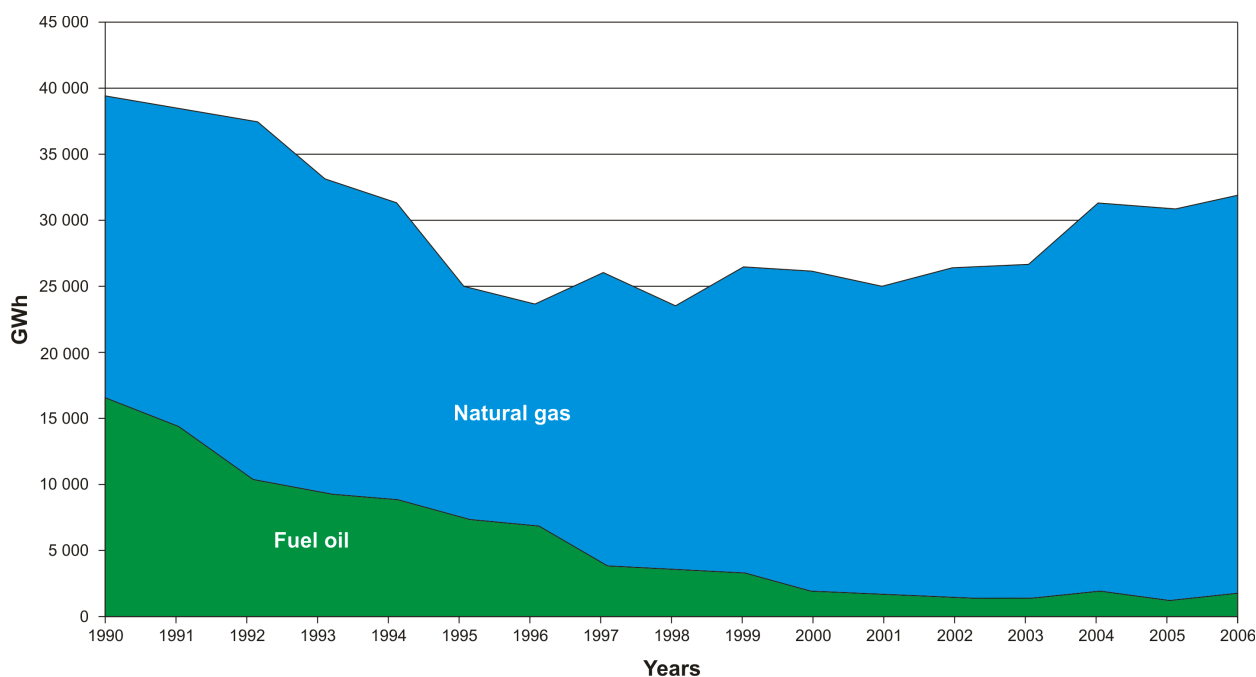


Figure 2 - Change in structure of consumption of fuel for generation of electricity in Belarus in 1990-2006. Source – website of the International Energy Agency
<http://www.iea.org/statist/index.htm>

Table 1 - Balance of natural gas in 2006. Source – International Energy Agency
<http://www.iea.org/statist/index.htm>

| | Mln. tons in oil equivalent | Mln. tons of equivalent fuel | Bn. m ³ | TJoules | % |
|---|-----------------------------|------------------------------|--------------------|---------|------|
| Own production | 0.20 | 0.27 | 0.23 | 8,458 | 1.1% |
| Import | 19.12 | 25.65 | 22.30 | 802,874 | |
| Export | | | | | |
| Change in stocks | -0.21 | -0.28 | -0.24 | -8,805 | |
| Total consumption | 19.11 | 25.64 | 22.29 | 802,527 | 100% |
| Consumption in energy sector, including | 14.03 | 18.82 | 16.36 | 589,063 | 73% |
| Condensation Power Plants | 3.94 | 5.28 | 4.59 | 165,418 | 21% |
| Cogeneration (CHP) Plants | 6.29 | 8.45 | 7.34 | 264,368 | 33% |
| Boiler Houses | 3.79 | 5.09 | 4.42 | 159,277 | 20% |
| Losses in transportation | 0.20 | 0.26 | 0.23 | 8,226 | 1% |
| Other branches, including | 4.89 | 6.56 | 5.70 | 205,238 | 26% |
| Industry | 1.71 | 2.29 | 2.00 | 71,837 | 9% |
| Transport | 0.40 | 0.53 | 0.46 | 16,646 | 2% |
| Households | 1.32 | 1.77 | 1.54 | 55,384 | 7% |
| Agriculture | 0.03 | 0.04 | 0.04 | 1,352 | 0% |
| Other | 0.04 | 0.06 | 0.05 | 1,777 | 0% |
| Use as raw materials (oil chemistry) | 1.39 | 1.86 | 1.62 | 58,242 | 7% |

In the future, until 2020 natural gas would remain main type of fuel for generation of electricity and heat. However, its share in total fuel oil shall be reduced from the present 80% down to 60%²⁷. Natural gas provides for 95-96% of generated electricity.

The “Belenergo” State Concern is the main consumer of natural gas (58%). Industry and transport account for 18% of the natural gas, by the way, a couple of oil and chemistry complex enterprises consume more than half of this volume. 90 cities out of 104 and 60 urban settlements out of 110 are heated by burning natural gas.

As of 01 January 2008 installed capacity of all electric power plants of the “Belenergo” Concern amounted to 7,882 MWt. Heat power plants generate 98% of installed electric capacity in the Republic of Belarus. In addition to heat power plants the energy system has 26 midget hydropower plants with capacity 10.3 MWt and isolated generating units of industrial enterprises with installed capacity of 146.8 MWt (as of 2005), planned capacity of isolated generating units by late 2008 amounts to 324 MWt.

The specific expence of fuel in the energy system, on average in 2006 was 274.6 grams of coal equivalent per Kwh (taking into account heat supply).

Gas-fired energy sector in Belarus is exceptionally inefficient. Performance index in generating electricity by gas-fired thermal power plant is circa 27%, taking into account that modern technologies ensure performance index in generating electricity of 60% (for condensing plants). Even taking into account considerable share of thermal power plants (more than half of installed electric capacity) efficiency of use of natural gas is poor. For “Belenergo” fuel utilization factor, taking into account effective supply of heat and electricity reaches for CHP – only 76%. However, optimal cogeneration may ensure fuel utilization factor reaching 90%.

Equipment is seriously depreciated, thus about 1,000 MWt of capacity are permanently under repairs. Taking into account winter heat loads, 330 MWt of hot and cold reserves this results in shortage of capacity reserve.

(The hot reserve is rotating reserve (a some amount of fuel is burning) without power delivery to consumer. Power may increase 1-2% (of max power) per minute. The cold reserve is not rotating. Starting time is about 2-6 hours)

Depending on the time of the day, import of capacity in heating season amounts to 500-870 MWt.

Repairs and unevenness of consumption lead to low coefficient of use of installed capacity. Average time of operation of energy blocks amounts to circa 3,900 hours per annum (Coefficient of use of installed capacities reached almost 45%).

²⁷ The current note considers scenarios only in relation to fuel oil.

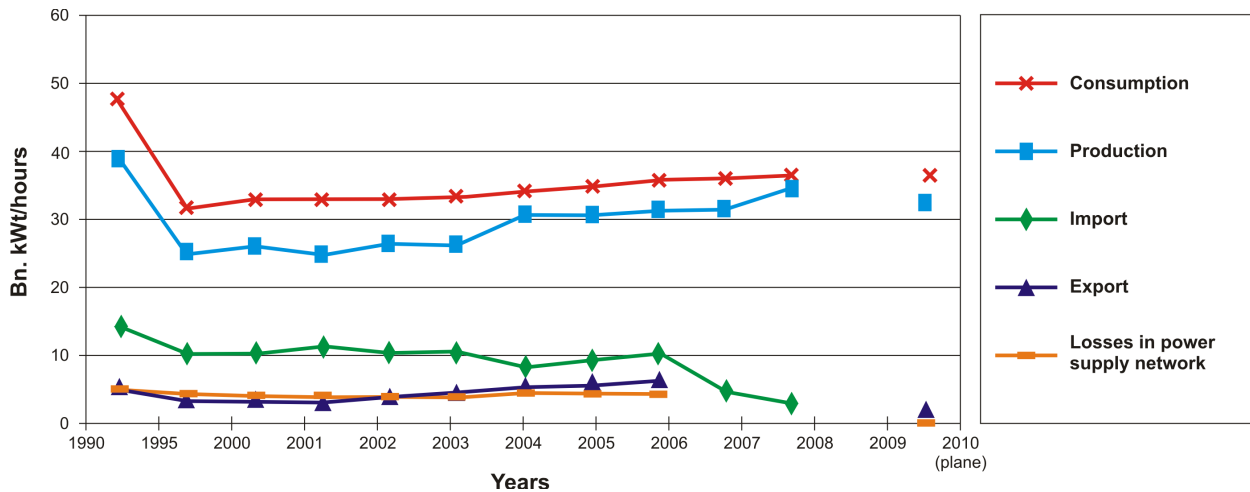


Figure 3 - Balance of Electric Power in the Republic of Belarus, source: State Statistics Committee of Belarus

Traditionally the Republic of Belarus fails to provide itself with electric power, covering the shortage through import, mainly from Russia and Lithuania, in parallel exporting electric power, mostly to Poland. Growth of production by 12.6% in 2004 resulted in increase of export rather than decrease in imports.

Based on the Belarusian State Statistics Committee data, in 2006 total consumption of electric power in Belarus amounted to 36.2 bn. kWhs, including 31.6 bn. kWhs of electric power generated by “Belenergo” Concern power plants, export – 5.8 bn. kWhs and import – 10.1 bn. kWhs.

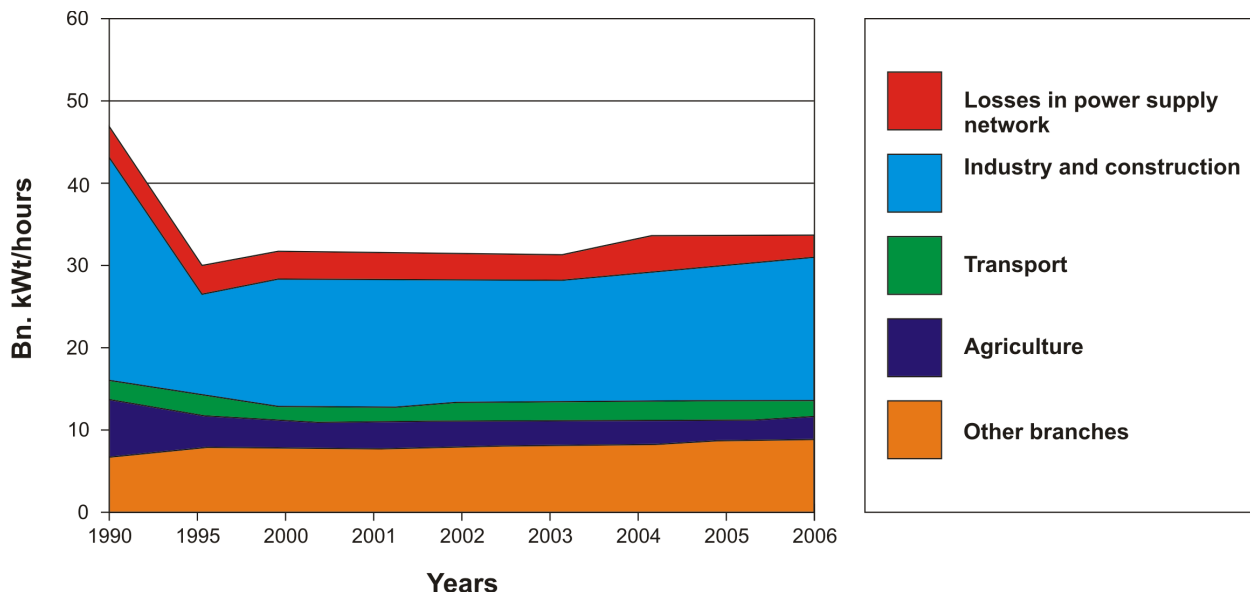


Figure 4 - Structure of Consumption of Electric Power in the Republic of Belarus

The Republic of Belarus is the only FSU state, which has the energy efficiency management system. On annual basis the companies are assigned with plans on energy saving. Reduction of GDP energy intensity amounts to about 6% per annum. During 2000-2005 the Belarusian GDP grew by 42%, whereas consumption of fuel during this period of time increased by 6%. During these years the objective was to reduce GDP total energy intensity by 20-25%.

Actual reduction amounted to 25.3% and plans for 2006-2010 envisage further reduction of these indicators by 26-30%. Based on preliminary data, the 2007 saw reduction of GDP energy intensity in Belarus by 7.5%, and the 2008 – by 8%. According to the Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus №1339, in 2009 it is planned to reduce energy intensity of industrial products by 9%, utility services – by 3%.²⁸

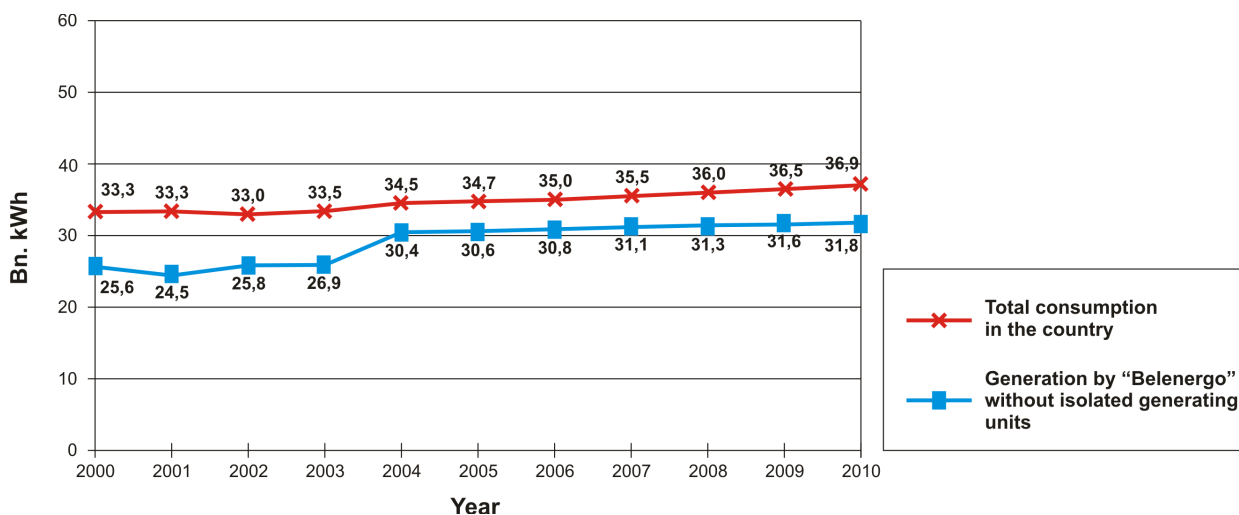


Figure 5 - Forecast of consumption of electric power in 2005

In 2005 it was envisaged to increase the use of local fuels by 340,000 tons. Actual growth amounted to 410,000 tons.

The forecast, made in 2005 [2], has been envisaging that in 2010 consumption of energy would reach 36.9 bn. kWhs, in 2020 – 41 bn. kWhs. This would require an increase in installed capacity by approximately 650 MWt to 8,500 MWt.

Table 2 - Structure of consumption of fuel oil in the Republic of Belarus with forecast till 2010. [2]

| Types of energy resources | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|---|------|------|------|-------|-------|-------|------|
| Natural gas | 22.8 | 22.8 | 22.4 | 22.51 | 22.75 | 22.77 | 22.7 |
| of which as raw material | 1.4 | 1.46 | 1.5 | 1.8 | 2.2 | 2.2 | 2.2 |
| Fuel oil | 2.14 | 1.60 | 1.7 | 1.7 | 1.75 | 1.73 | 1.55 |
| of which from own oil (including solid residue of oil processing, starting from 2008) | 0.90 | 0.90 | 0.90 | 0.90 | 0.90 | 0.90 | 0.90 |
| Coal, including coke | 0.28 | 0.15 | 0.16 | 0.17 | 0.18 | 0.19 | 0.20 |
| Liquefied gas | 0.33 | 0.33 | 0.32 | 0.32 | 0.31 | 0.31 | 0.30 |
| Gas, generated by Oil Refineries | 0.64 | 0.45 | 0.45 | 0.45 | 0.45 | 0.45 | 0.45 |
| Domestic heating oil | 0.11 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 | 0.09 |
| Other local fuels – total | 2.25 | 2.56 | 2.80 | 3.16 | 3.47 | 3.80 | 4.11 |
| Including: | | | | | | | |
| peat and lignin | 0.60 | 0.75 | 0.94 | 1.07 | 1.13 | 1.15 | 1.18 |
| Wood fuel | 1.07 | 1.18 | 1.22 | 1.44 | 1.67 | 1.97 | 2.24 |

²⁸ This note considers scenarios of development of energy sector based on approved plans of energy efficiency.

| | | | | | | | |
|---|-------|------|------|------|------|------|------|
| Other types of fuel | 0.58 | 0.60 | 0.63 | 0.66 | 0.67 | 0.68 | 0.69 |
| Total boiler house and fuel oil: | 28.6 | 28.0 | 27.9 | 28.4 | 29.0 | 29.3 | 29.4 |
| of which without raw materials | 27.1 | 26.4 | 26.4 | 26.6 | 26.8 | 27.1 | 27.2 |
| of which own boiler house and fuel oil taking into account gas generated by Oil Refineries, domestic heating oil and other products | 3.55 | 3.86 | 4.09 | 4.45 | 4.75 | 5.07 | 5.37 |
| Same, in percentage | 13.1 | 14.6 | 15.5 | 16.7 | 17.7 | 18.7 | 19.7 |
| Heat-recovering installations | 0.62 | 0.64 | 0.69 | 0.72 | 0.74 | 0.76 | 0.78 |
| Household waste, wind mills | | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0.02 | 0.02 | 0.02 |
| Local resources consumed to generate power – total | 4.17 | 4.50 | 4.79 | 5.18 | 5.51 | 5.85 | 6.17 |
| Same, in percentage | 15.4 | 17.0 | 18.1 | 19.5 | 20.5 | 21.6 | 22.7 |
| Consumption of electric power, bn. kWhs | 34.46 | 34.7 | 35.0 | 35.5 | 36.0 | 36.5 | 36.9 |
| Consumption of heat energy, mln. GCal | 73.0 | 73.2 | 73.9 | 74.5 | 75.2 | 75.9 | 76.5 |

In early 2008 the Republican Unitary Enterprise “BelTEI” prepared a forecast of needs of the Republic of Belarus in energy till 2025. [20]. Energy consumption in 2020 was envisaged on the level of 47.1 bn. kWhs, which would have required commissioning about 1,000 MWt of additional capacities (figures 6 and 7).

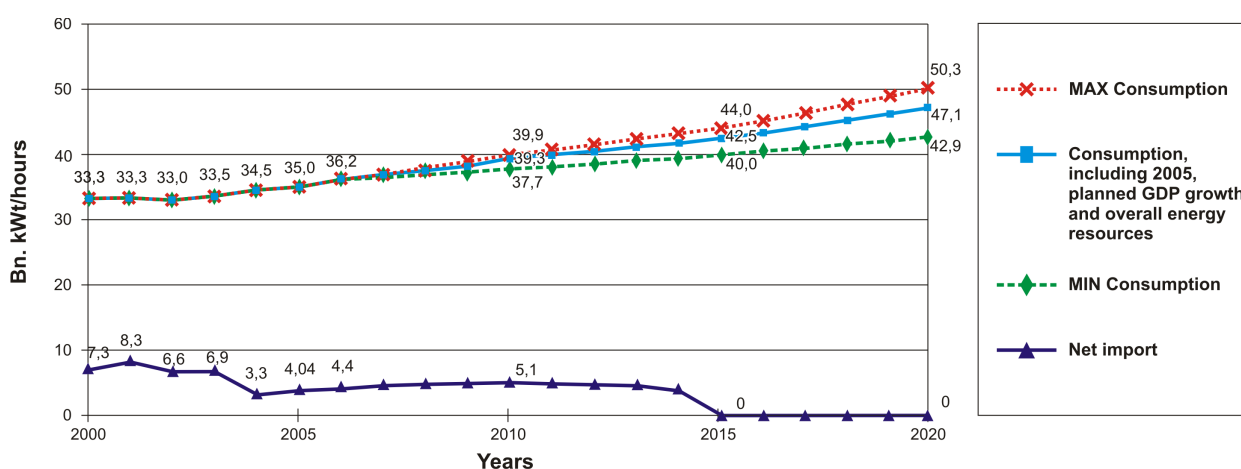


Figure 6 - Forecast of “BelTEI” for consumption of electric power till 2020

The forecast was made, based on assumption that average annual growth of GDP rates for the period from 2005 to 2015 would amount to 7.9%, and 6% during 2015 – 2030. The obtained figure of GDP growth in Belarus corresponds to growth rates in China, which is unlikely to be achieved. As well, the forecast contains a disputed assumption that 1% of GDP growth leads to 0.3% growth of energy consumption. Economic crisis inevitably would introduce corrections into this forecast. During 2009-2010 GDP growth rates shall be expected close to zero, which from the point of view of energy

efficiency measures would result in energy consumption decrease by about 6-8% per annum²⁹.

Therefore, for the present note the forecast of energy balance is considered according to [2].

1.2. Sensitivity of the Belarusian economy to prices for natural gas

First of all, cost of production of electric power is determined by the price for natural gas. Based on data of the Republic of Belarus Ministry of Energy, average cost of production of electric power in the Belarusian energy system in 2007 was US\$ 0.064 per kWh.

According to the natural gas supply contract, price for gas is linked to average European price taking into account lowering factor. Starting from Q2 2008 Belarus buys gas at the price of US\$ 127.9 per 1,000 m³ [4]. According to the Government of Belarus, in 2009 average entry price for the Russian gas will reach US\$ 148 per 1,000 m³. At the same time, in Q1 2009 price for gas will be much higher³⁰. By 2011 Belarus should be paying European price for gas.

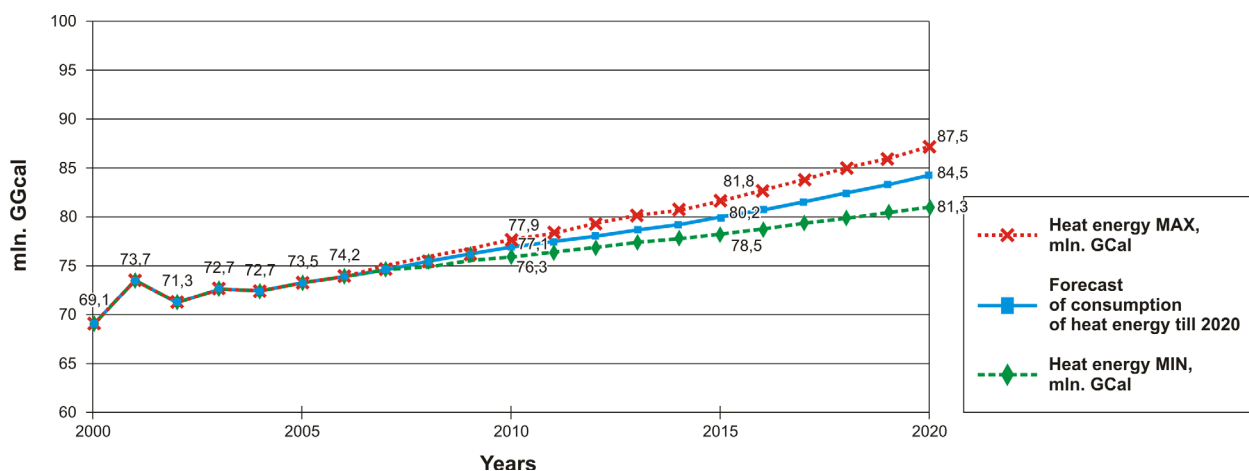


Figure 7 - “BelTel” forecast of consumption of heat energy till 2020

Modeling resulted in conclusion that if measures are not taken, in 5-7 years at the level of energy consumption that has taken shape static losses of well-being with prices for gas increasing up to US\$ 230 per 1,000 m³ can make 20% in consumption and decrease in gross domestic product by 15.7%. In this connection growth of economy appears to be significantly dependent on amount and efficiency of use of natural gas.

²⁹ In January 2009 energy consumption in Russia has gone down, compared with January 2008 by 7.7%, in December 2008 compared with December 2007 – by 7% and amounted to 920 bn. kWt/hours (report of system operator “United Energy System”). In December 2008 compared with December 2007 consumption of electric power in Ukraine went down by 12.3% and amounted to 16.2 bn. kWt/hours (based on Mintopenergo data).

³⁰ <http://www.interfax.by/news/belarus/51105>

2. ENERGY SCENARIOS IN THE REPUBLIC OF BELARUS

2.1. Nuclear Scenario

In Belarus construction of power station using nuclear fuel was started in 1983, when in the vicinity of Minsk erection of the Minsk Nuclear Power Plant began. Its capacity should have reached 2,000 MWt. Simultaneously consideration of the issue of construction of the second – Belarusian Nuclear Power Plant has started. After 1986 construction of Nuclear Power Plant was stopped and Minsk Thermal Power Plant No 5 has been constructed on the basis of Minsk Nuclear Power Plant, 70% of which had been completed by 1986.

In 1992, after USSR collapsed, the Government of Belarus had approved the program of development of energy sector and power supply till 2010. For the first time after accident at the Chernobyl Nuclear Power Plant in it a separate item had been stipulated an opportunity to build a Nuclear Power Plant in territory of Belarus.

The Resolution of Chairperson of the Republic of Belarus Council of Ministers, adopted on 31 March 1998 has led to creation of the Commission on Evaluation of Expediency of Development in Nuclear Engineering in Belarus. The commission consisted of 34 persons, and was headed by the Vice-President of the National Academy of Sciences, Mr. P. A. Vityaz. Having discussed the problem and ways of its solving, the majority of the commission`s members arrived at the following conclusion:

1. Ensure maximum use of available resources to introduce energy efficiency technologies, use sources of alternative energy, reconstruct and build combined-cycle power plants.

2. Within the nearest 10 years in Belarus it is inexpedient to build nuclear power plant, but it is necessary to continue activities to ensure development of nuclear engineering in the future.

In 2008 leadership of the Republic of Belarus has returned to consideration of an opportunity to build nuclear power plant and on 31 January 2008 the Republic of Belarus Security Council has taken a political decision to build nuclear power plant in Belarus.

State Commission in charge of choosing a place of location of area to build an NPP in Belarus on 20 December 2008 has decided that nuclear power plant will be erected at Ostrovetskaya site in the Grodno Region. Minutes of the meeting of the State Commission and certificate of choosing the place of location of area to build a nuclear power plant were signed. The choice has been based on results of studying three areas: Ostrovetskaya in the Grodno Region, Kranopolyanskaya and Kukshinovskaya sites – in Chaussky and Shklovsky districts of the Mogilyov Region.

2.1.1. Description of Nuclear Scenario

In conformity with the scenario, in 2015 the first unit of the nuclear power plant and by 2020 the second power unit should be commissioned³¹.

Based on calculations, made by the Republic of Belarus National Academy of Sciences, commissioning of nuclear power plant with total capacity of 2,000 MWt into power supply system of the republic during 2016-2018 will provide for stabilization of cost of production of electric power in Belarus at the level of US\$ 0.13 per kWh during 2025-2030, whereas with “gas” option of developing power supply system the costs will rise to the level of US\$ 0.18 per kWh in 2025 and US\$ 0.21 kWh in 2030.

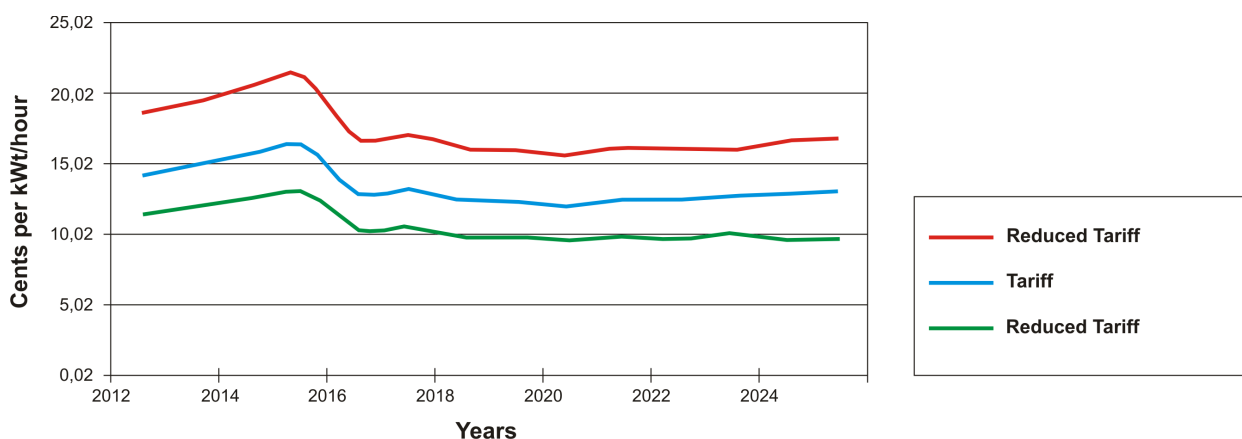


Figure 8 - Expected costs for generation of electric power [21]

Authors [21] link reduction of tariffs with commissioning of the NPP first power generation unit.

Nuclear generation shall replace natural gas in the amount of 5 million tons of fuel equivalent. By 2020 the share of nuclear generation in total balance of fuel and heating oil will make 16%, in generation of electric power it would reach approximately 30-32%.

Table 3 - Forecast of structure of consumption of fuel and heating oil by 2020, based on scenarios of development with and without of NPP (in mln. tons of coal equivalent), based on state program of modernization of fixed assets 2005 [2]

| Types of energy resources | Years | | | | | |
|---------------------------------|-------|------|----------|-------------|----------|-------------|
| | 2005 | 2010 | 2015 | | 2020 | |
| | | | With NPP | Without NPP | With NPP | Without NPP |
| Natural gas | 22.8 | 22.7 | 23.01 | 20.51 | 24.23 | 19.23 |
| Including as raw materials | 1.46 | 2.2 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 3.0 |
| Fuel oil | 1.6 | 1.55 | 1.6 | 1.6 | 1.4 | 1.4 |
| Coal | 0.15 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| Liquefied gas | 0.33 | 0.3 | 0.32 | 0.32 | 0.2 | 0.2 |
| Gas generated by Oil refineries | 0.45 | 0.45 | 0.45 | 0.45 | 0.45 | 0.45 |
| Domestic heating oil | 0.11 | 0.09 | 0.12 | 0.12 | 0.1 | 0.1 |
| Local and other | 2.56 | 4.11 | 5.75 | 5.75 | 6.3 | 6.3 |

³¹ Other sources say that the first unit shall be commissioned in 2016 and the second one – in 2018.

Continuation table 3

| | | | | | | |
|--|-------|------|-------|-------|-------|-------|
| Including: | | | | | | |
| Peat and lignin | 0.75 | 1.18 | 1.3 | 1.3 | 1.4 | 1.4 |
| Wood fuel | 1.18 | 2.24 | 3.2 | 3.2 | 3.5 | 3.5 |
| Other types, including hydropower plants | 0.62 | 0.69 | 1.25 | 1.25 | 1.4 | 1.4 |
| Nuclear fuel | | | | 2.5 | | 5 |
| Total | 28.0 | 29.4 | 31.45 | 31.45 | 32.88 | 32.88 |
| Purchased electric power | 1.54 | 1.4 | 1.26 | 1.26 | 1.12 | 1.12 |
| Total: | 29.54 | 30.8 | 32.71 | 32.71 | 34.0 | 34.0 |

Therefore, by 2020 pure growth of consumption of primary fuel and energy resources should make about 3.34 mln. tons of coal equivalent fuel (taking no account of natural gas as raw material and import of the electric power). This growth should occur due to local resources, basically peat, hydroelectric power stations and wood fuel. According to the State Comprehensive Program of Modernization of Fixed Production Assets in the Belarusian energy system, energy efficiency and increase in share of own fuel and energy resources used in republic in 2006-2010 (hereinafter the Program), envisages for increase in volume of production and consumption of local fuels and energy resources from circa 4.5 mln. tons of equivalent fuel in 2005 up to 6.17 mln. tons of equivalent fuel by 2010, including (in mln. tons of equivalent fuel):

| | |
|--|------|
| Wood fuel and waste of timber cutting | 2.24 |
| Peat and lignin | 1.18 |
| Other types of fuel | 0.69 |
| of which: | |
| Wood processing waste | 0.37 |
| Hydroelectric power station | 0.07 |
| Thermal secondary power resources | 0.78 |
| Household waste and wind turbines | 0.02 |
| Accompanying gas and products of processing of own oil | 1.26 |

According to the Program, it is envisaged to reduce, as well, energy intensity of GDP by 25-30% to the level of 2005.

Proceeding from the suggested scenario, by 2020 electric generation (41 bn. kWhs/year) may look approximately as follows:³²

- NPP – 13.1 bn. kWhs (with efficiency of use of installed capacity of 75%);
- Hydroelectric power station – 0.5 bn. kWhs;
- Wind – 0.01 bn. kWhs;
- Import – 3 bn. kWhs;
- Turbine expansion engine installations (60 MWt, with efficiency of use of installed capacity of 60%) – 0.3 bn. kWhs;
- Thermal power stations, using local fuels (17 MWt by 2010, with efficiency of use of installed capacity of 60%) – 0.1 bn. kWhs;
- Fuel oil – 1.7 bn. kWhs;

³² Considerable adjustments to the suggested scenario appeared in the last 3 years, including those related to increase of share of coal.

- Natural gas (approximately) – 22.3-25.3 bn. kWhs (with and without import taken into account).

As it is evident from the referred estimates, the scenario assumes exceptionally low involvement of renewable sources of energy into generation of electric power – 0.9 bn. kWhs or 2.1% of total amount of generate electric power by 2020 (taking into account turbine expansion engine installations). The largest part of energy, based on local fuel and energy resources is intended for generation of energy for heating.

Comparison of financial flows for nuclear and traditional gas scenarios, made in 2005 in Sosny Institute, has shown that economic benefit of construction of the nuclear power plant in comparison with construction of new gas-fired capacities is achieved only during 20-th year after commencement of construction [3].

2.1.2. Reduction of Consumption of Gas in the Nuclear Scenario

On the country level, by 2020 absolute reduction of consumption of gas in energy sector will make circa **23%** – from 18.5 bn. m³ down to 14.1 bn. m³. Other sources [3] say that reduction will reach 20% – from 18.5 bn. m³ down to 14.9 bn. m³.

Specific (not absolute) reduction of gas consumption also will occur due to modernization of gas-fired capacities (including due to use of combined-cycle plant technologies) and increase of efficiency of electric power generation. According to forecasts about 2,220 – 3000 MWt gas-fired capacities should be modernized, therefore burning the same volume of gas would result in increasing generation of electric power.

Based on the fact that the State Production Association “Belenergo” consumes 58% of all volume of gas including raw gas, at present “Belenergo” consumes now about **11.5 bn. m³** per annum of all volume of imported gas (19.8 bn. m³ in 2005). Reduction of gas consumption due to nuclear generation will result in decrease in gas consumption by “Belenergo” accordingly from 11.5 bn. m³ down to 7.2 bn. m³.

Thus, the aggregate heat of combustion of gas burnt by “Belenergo” in the nuclear scenario by 2020 will make 67 bn. kWhs. Based on scenario’s 22.3-25.3 bn. kWhs, which “Belenergo” will generate it is possible to evaluate approximately the efficiency of burning of the remained volumes of gas: efficiency of electric power generation by burning gas will amount to circa 33.3-37.8%. This provides for potential of further decrease in consumption of gas, taking into account the best global practice³³.

Irrespective of the decision to build nuclear power plant the use of local fuel and energy resources would provide for a significant contribution to saving of natural gas – by replacing potential import of gas in the amount of 6.3 mln. tons of equivalent fuel by 2020.

³³ It is assumed that gas-fired thermal power plants are concentrated at State Production Association “Belenergo”. Isolated generating plants remain an issue, as their power should reach 453 MWt by 2010. Their input can be considerable: with efficiency of use of installed capacity of 60% – 2.4 bn. kWt/hours. Taking into account that isolated generating plants do not use the “Belenergo” natural gas the efficiency of electric generation of “Belenergo” reaches 27.6-31.8%.

2.1.3. Cost of Capital Construction in the Nuclear Scenario

According to the Russian government, the cost of nuclear generation in 2007 was RUR 55.7 bn. per 1,000 MWt [5], which at the rate of US\$ 1 (in 2007) equals RUR 26 making about US\$ 2.14 bn. per 1000 MWt. Cost of construction of 2,000 MWt capacity nuclear power plants (without an additional infrastructure) theoretically will result in **US\$ 4.28 bn.** in 2007 prices.

Taking into account construction of infrastructure, additional expenses will amount up to US\$ 1.5 bn. [7]. Total capital expenditures in this case will reach **US\$ 5.78 bn.**

These costs do not include creation of additional hot reserve of capacities of 550 MWt (**US\$ 0.8 bn.**) and construction of hydro-accumulation (pumped storage hydro) power plant with 1 GWt capacity. Cost of hydro-accumulation power plant depends on concrete site, but its construction can cost US\$ 2 bn.

In the course of construction, undoubtedly, there will be a rise in price of construction of nuclear power plant. The Russian experience shows that cost increase considerably exceeds inflation: more than two times in excess of the declared cost for 4 years of construction (as well, see section 4).

In order to evaluate the cost of capital in the construction of the nuclear power plant, it is possible to compare it with costs of activities in the field of energy efficiency and use of local fuels and energy resources. With aggregate consumption of fuel oil (28 mln. tons of coal equivalent in 2005, taking no account of gas used as raw material) total saving of power resources, resulting from energy saving activities at the end user stage by 2010 will amount to 4.6 mln. tons of coal equivalent 16% to the 2005 level).

Due to local fuel and energy resources it is envisaged to receive an additional 3.74 mln. tons of equivalent fuel of primary energy (6.3 in 2020 – 2.56 in 2005) that actually allows covering growing energy consumption without increasing consumption of natural gas. During 2006 – 2010 local fuel and energy resources are to provide an additional 1.67 mln. Tons of equivalent fuel (Table. 1) Cost of activities aimed at using local fuel and energy resources to 2010 amounts to US\$ 0.75 bn. Economic benefit of replacement of imported gas of local fuel and energy resources (mainly, wood fuel) and activities in the field of energy efficiency is much higher compared with costs of construction of nuclear power plant³⁴.

34 In spite of considerable figure of potential of local fuels and resources, which would be used, considerable part of these resources cannot be referred to as renewable sources of energy. In accordance with [2], these are fuel oil (1.55 mln. tons of equivalent fuel), peat and lignin (1.18 mln. tons of equivalent fuel), gas generated by Oil refineries (0.45 mln. tons of equivalent fuel), wood fuel (2.24 mln. tons of equivalent fuel), other and hydropower stations – 0.68 mln. tons of equivalent fuel.

Table 4 - Comparison of economic benefit in energy efficiency, based on use of own fuel and energy resources in 2006-2010 and construction of nuclear power plant

| | Capital investments, US\$ mln. | Expected economic effect, thousand tons of coal equivalent per annum | Unit capital costs, US\$/ton of fuel equivalent |
|---|--------------------------------|--|---|
| Energy efficiency | 1,852.2* | 4,600.0* | 402.6 |
| Local fuel and energy resources | 747.8* | 1,380.0** | 542 |
| NPP/ NPP + infrastructure + additional hot reserve | 4,280.0/ 6,580.0 | 5,000.0 | 856/ 1,316 |

*Taking no account of “Belenergo” Concern facilities.

**Additional volume of replacement of imported fuel, obtained during 2006 – 2010.

Specific costs of energy efficiency activities are more than **2.2-3.3** times lower than construction of nuclear power plant, if recalculate cost of saving of 1 ton of equivalent fuel. Accordingly, introduction of local fuels and energy is **1.6-2.4** times cheaper than NPP construction.

To evaluate the cost of modernization and commissioning of new capacities in gas generation it is possible to use following data. Estimated cost of modernization of the Minsk thermal power station-3 with 230 MWt capacities on the basis of combined cycle plants is US\$ 160 mln. or **US\$ 700 per kW³⁵**. On the other hand, according to practice of construction of combined cycle plants in Russia, now approximate cost of construction of combined cycle plants is RUR 37,000-38,000 per KW of installed capacity³⁶ or about **US\$ 1,450/kW** (with US\$ 1 equal to RUR 26).

Thus, taking into account that till 2020 it is envisaged to modernize and commission 2,220-3,000 MWt of gas generation, the cost of modernization and commissioning of new capacities will be circa **US\$ 3.2-4.4 bn.** in 2007 prices.

2.2. Innovation Scenario Based on Renewable Energy Sources

There is no officially recognized or seriously discussed non-nuclear scenario, based on significant share of renewable sources of energy³⁷. However, such scenario can be evaluated based on available data about renewable sources of energy potential, secondary resources and energy efficiency in gas generation.

35 <http://minsk-old-new.com/minsk-2854-ru.htm> <http://www.interfax.by/news/belarus/51105>

36 <http://finance.rol.ru/news/article16D27/default.asp> <http://finance.rol.ru/news/article16D27/default.asp>

37 Nuclear scenario envisages significant activities in the sphere of energy efficiency and development of renewable sources of energy; however these are not going to be sufficient to exclude construction of a nuclear power plant.

2.2.1. Potential of renewable sources of energy

Below there are various evaluations of potential of renewable sources of energy.

Table 5 - Evaluations of renewable sources of energy and secondary resources potential

| Type of resource | Technical potential [2] | Economic potential [2] | Technical potential (other sources, except [2]) | Economic potential (other sources, except [2]) |
|---|--------------------------------|------------------------|---|---|
| Wood fuel and wood processing waste, mln. tons of equivalent fuel | 6.6 | 3.06 | 4.45 [13] taking into account energy plantations (lower estimate) | |
| Hydrological resources | 2.27 bn. kWhs | 0.39 bn. kWhs | 0.11-0.15 mln. tons of equivalent fuel | |
| Wind energy potential, bn. kWhs | 2.4 | 6.62 | 224 [9] | 2.24-15.65 [9] 1.9-2.0 mln. tons of equivalent fuel [13] |
| Biogas, obtained from processing of cattle breeding, mln. tons of equivalent fuel | 0.162 | 0.026 | 1.25-1.75 [13] | |
| Solar energy, mln. tons of equivalent fuel | 71 | 0.003 | 0.25-0.5 heat [13] 0.25 electric power [13] | |
| Household waste, mln. tons of equivalent fuel | 0.47 | 0.02 | 0.5 [13] (taking account of lignin and crop sector) | |
| Phytomass, mln. tons of equivalent fuel | 0.64 | 0.05 | 0.3 | |
| Lignin, mln. tons of equivalent fuel | 0.983 | 0.05 | | |
| Crop sector waste, mln. tons of equivalent fuel | 1.46 | 0.02-0.03 | | |
| Low potential heat of Earth of technological discharges, mln. tons of equivalent fuel | 1.4 (heat secondary resources) | | 1.5-2 [13] | |
| Combustible secondary resources, mln. tons of equivalent fuel | 0.58 | | | |
| Turbine expansion engines | | 60 MWt | 0.25 mln. tons of equivalent fuel [13] | |
| Boiler house steam energy | | | 0.32 mln. tons of equivalent fuel [13] | |

In the nearest decades the most perspective directions of development of renewable sources of energy are the wind energy and generation of energy, based on biomass.

2.2.2. Wind Energy Installations and Plants

Prior to 1960-ies in territory of modern Belarus circa 20 thousand various wind energy generating units were in operation. The situation has sharply changed in 1960-ies when centralization of electric power supply has been carried out in all territory of the USSR, including Byelorussian Soviet Socialist Republic.

Opportunities of developing wind power engineering in the Republic of Belarus have been already examined. *“Wind power generation in Belarus should develop more intensively and on the basis of experience already accumulated in the country”*, – said Sergey Sidorsky, the Prime Minister of Belarus, taking the floor at session of Presidium of the Council of Ministers, considering the draft program of development wind power engineering branch in Belarus for 2008-2014 [22].

Annual wind power engineering potential, technologically accessible for use by existing wind energy generating units with nominal wind speed of 14 m/sec is evaluated circa 224 bn. kWhs [9]. Regions with optimum wind conditions, with average annual speed of wind exceeding 5 m/s at height of 10 m above surface of the ground are Minsk, Vitebsk and Grodno [10]. Average speed of winds in Belarus in the winter is higher than in the summer and in the afternoon is higher than at night. Global climate change leads to increase in strong winds. Therefore in due course of time the potential wind power engineering will increase.

To specify places of location of existing wind energy generating units in other districts and regions there exists wind power engineering atlas developed by “Belenergohet-project” and wind power engineering databank developed by Scientific and Production Enterprise “Vetromash” [11]. In territory of Belarus there are 1,840 sites suitable for construction wind energy generating installations where 5 to 20 of such units can be placed at each site.

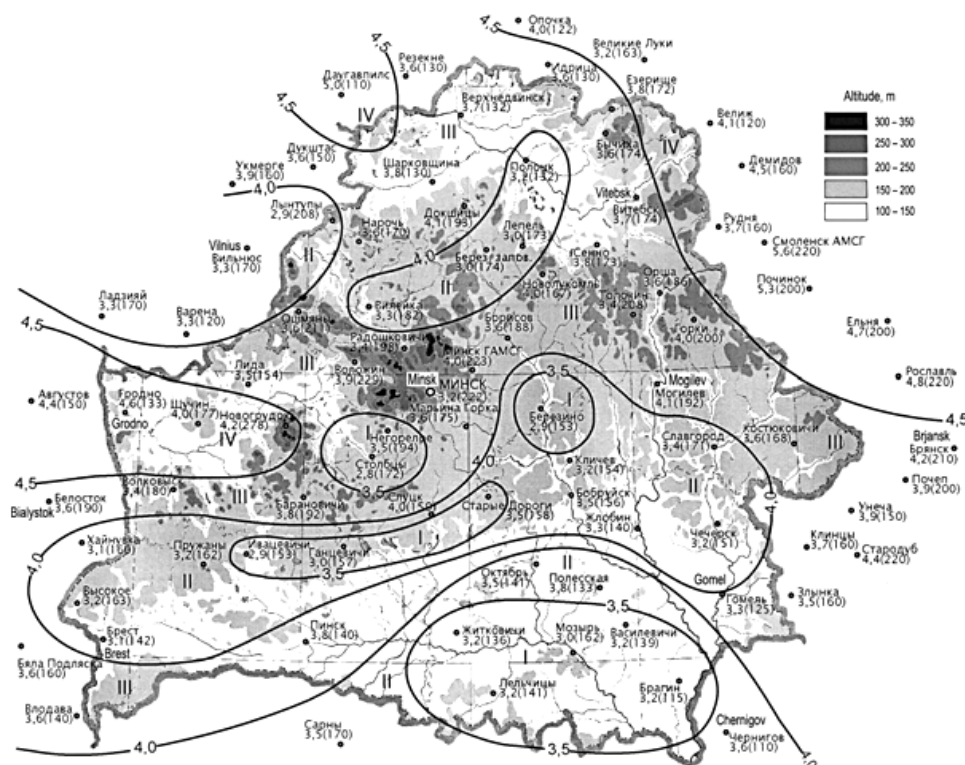


Figure 9 - Map of division into districts, based on wind speed in Belarus

From technical point of view, it is believed that the share of unstable wind energy generating installations in the network should not exceed 30-40%. Assuming as basis the growth of power consumption in the Republic of Belarus up to 41 bn. kWhs by 2020 and share of wind power in electric balance as 30% the volume of electric power that can be put into the network by wind energy generating installations in Belarus will make **12.3 bn. kWhs**. The volume of a wind resource offered for use is within economically accessible potential of wind power engineering in the Republic of Belarus – 15.65 bn. kWhs [12].

Using wind energy generating installations with individual capacity of 2 MWt, generating 3.5 mln. kWhs per annum at average annual wind speed of 5.7 m/sec at height of 30 m above the surface to achieve the objective (12.3 bn. kWhs) it is necessary to commission 3,514 wind energy generating installations with aggregate installed capacity of 7,028 MWt.

Results of calculation of financial flows are provided below to evaluate costs of wind generation for 7,028 MWt wind energy generating units with the following assumptions:

- Manufacturing and erecting of installations – 10 years,
- Initial cost of wind energy generating unit – US\$ 1,000/ kW (the price achieved in Western Europe in 1998);
- Annual reduction of costs for manufacturing – 5%³⁸;
- Wind energy generating unit service life of 20 years and then dismantling. Cost of dismantling is 6% of wind energy generating unit cost, proceeds from recycling scrap metal – 8%.

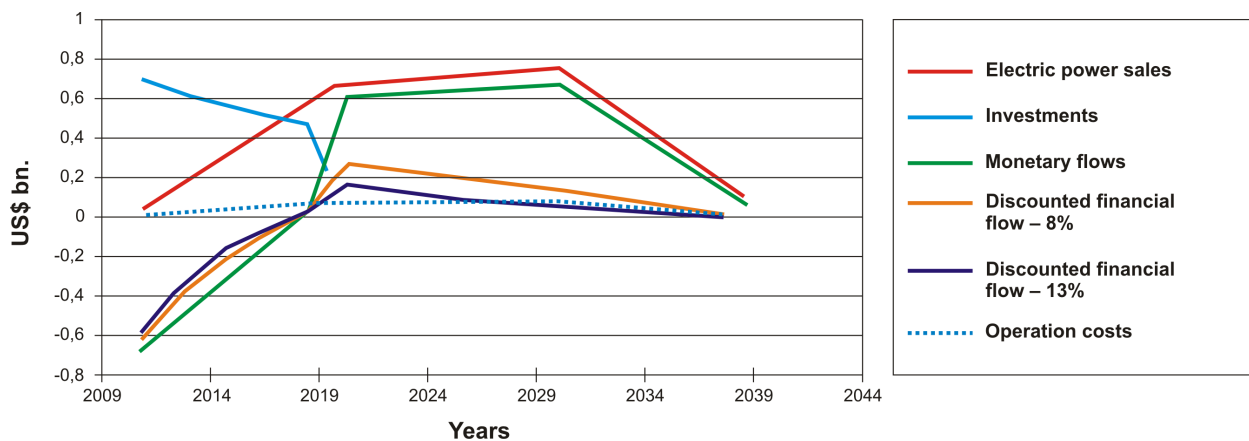


Figure 10 - Proceeds (financial flow) for wind energy generating unit with 7,000 MWt capacity

Calculations show that payback of the project will happen 10 years after commencement of construction, which is comparable with time of payback of nuclear generation. The cost of generation of electric power without cost of financial services would be US\$ 0.0301 /kWh.

³⁸ Learning factor, characterizing reduction of costs when production is doubled: for the European countries in the first decade of 21 century varied from 0.75 in England to 0.94 in Germany (Energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook. – Greenpeace International, European Renewable Energy Council, 2007);

Use of wind potential in the proposed volume allows excluding construction of nuclear power plant and reducing consumption of imported natural gas by approximately 4.1 bn. m³³⁹.

As the cycle of construction wind energy generating unit takes less than a year it is possible to adjust promptly commissioning of wind energy generating capacities depending on dynamics of energy consumption. Experience of Germany shows that if generation of electric energy by wind power stations does not exceed 14% of the total generation in the system, then to compensate for dip in generation in windless weather no reserve capacities are required. For the wind-generated energy exceeding 14% in the energy system, the volume of reserve capacities ranges between 8 and 15.3% from the wind power stations, i.e. 300-570 MWt.

As well, it is expedient to manufacture wind energy generating units for small wind speeds (with vertical axis). In this case Belarus receives both: an independent energy source, reduction in import of fuel and energy resource and an opportunity to export wind energy generating units, first of all, to Russia. Horizontal axis wind energy generating units prevailing in the world are designed for higher wind speeds and are almost not appropriate for Central Russia conditions.

³⁹ Replacing gas-fired capacities with performance of 32%

2.2.3. Use of Biomass in Generation of Energy

Use of waste, generated by wood processing and agriculture as fuel can provide at least 3 mln. tons of equivalent fuel. According to [13], this amount can grow to 4.45-8.9 mln. tons of equivalent fuel solely in forestry (basically due to energy plantations). Birch, willow, poplar, spruce and pine are considered plantation cultures.

According to [2], it is envisaged to use, as well, biomass of fast-growing plants at depleted peatlands of 180,000 hectares. Here it is planned to receive up to 0.3 mln. tons of equivalent fuel of biomass or 1.7 tons of equivalent fuel per hectare per annum. Foreign experience of cultivation of energy cultures shows that it is possible to get 5-6 tons of equivalent fuel per hectare. Thus, using the best practice of cultivation of energy cultures it is probable to get from the depleted peatlands up to 1 mln. tons of equivalent fuel of biomass. In case 1 mln. hectares is used to cultivate energy cultures (about 5% of the Republic of Belarus territory) it is likely to receive additionally circa 5 mln. tons of equivalent fuel.

The Republic of Belarus has a significant potential of animal breeding waste. Calculation of technical potential of biogas generation based on animal breeding waste is presented in the table.

Table 6 - Calculation of technical potential of biogas generation, based on animal breeding waste⁴⁰ [13]

| | Store-cattle | Milk cows | Pigs | Poultry | Total |
|---|--------------|-----------|------|---------|-------------|
| Manure output, kg/capita per day | 50 | 45 | 3.5 | 0.3 | |
| Biogas output, m ³ /capita per day | 2.43 | 1.62 | 0.2 | 0.02 | |
| Head of livestock, mln. heads (in 2007) | 2.5 | 1.45 | 3.5 | 29.4 | |
| Manure output, mln. tons per annum | 45.6 | 23.8 | 4.5 | 3.2 | 77.1 |
| Biogas output, bn. m ³ per annum | 2.2 | 0.9 | 0.26 | 0.2 | 3.5 |
| Biogas output, mln. tons of equivalent fuel | 1.3 | 0.5 | 0.15 | 0.1 | 2.1 |

According to [13], economically accessible potential of biogas is 1.25-1.75 mln. tons of equivalent fuel.

In addition to biogas, manure processing results in production of fertilizers. Compared with fertilizers received from manure in usual way, productivity increases by 10-15%. Production of fuel, decrease in environmental pollution and production of fertilizers make generation of biogas from manure and vegetative waste economic already today. Experts of the republic should take a closer look at experience of Republic of Tatarstan, where majority of farms are equipped with biogas installations.

2.2.4. Potential of Energy Efficiency in Gas Generation

Efficiency of modern use of natural gas in the Republic of Belarus can be evaluated on example of State Production Association "Belenergo", which is the major consumer of natural gas in the Republic of Belarus, consuming about 11.5 bn m³ per annum.

⁴⁰ Output of biogas, generated from manure is increased if manure is mixed with plant breeding waste.

Total heat of combustion of gas, used by the State Production Association “Belenergo”, with heat of combustion $1 \text{ m}^3 - 9.4 \text{ kWh}$ is **108.1 bn. kWhs**. The State Production Association “Belenergo”, generating practically all electric and almost half of thermal energy, per annum supplies about 30.37 bn. kWhs of electric energy). The share of gas in fuel balance of the State Production Association “Belenergo” amounts to 95.7% [2]. Based on this, it is possible to evaluate that combustion of gas results in generation of **29 bn. kWhs** of power. Average efficiency of electric energy in gas generation is **26.9%** that is a low parameter, as efficiency of electric energy in gas generation can reach 60% in condensation mode and 40% in cogeneration mode.

The State Research and Development Enterprise “Zorya – Mashproject” already accumulated successful experience of modernization of steam-power units of Berezovskaya State District Power Plant (Beloozersk, Brest region). From July 2003 till December 2004 the power plant underwent installation and commissioning as gas-turbine superstructure to existing boilers PK-38R – 4 gas-turbine units GTE-25 25 MWt each. The State District Power Plant capacity went up from 330 to 420 MWt and the total consumption of fuel gas grew only by 5%. Specific consumption of equivalent fuel decreased from 370 grams of equivalent fuel per kWh down to 307 grams of equivalent fuel per kWh.

Based on example of modernization of the Minsk thermal power station-3 it is possible to show that decrease in specific consumption can make from 320 grams/kWh at efficiency of 36% down to 179.2 grams/kWh with efficiency of 52-54%.

The installed capacity of gas generation (which will be presented mainly by thermal power plants) to generate 14.1 bn. kWhs in the innovative scenario will require circa 3,500 MWt with coefficient of use of installed capacities of 45%. Increase in efficiency of new capacities from 26.9% to 40% can save at the referred volume of generation of electric power 1.8 bn. m^3 of gas or **2.1 mln. tons of equivalent fuel**. Taking into account increase the coefficient of fuel use supply of heat by thermal power plant would not be reduced.

2.2.5. Description of Innovation Scenario

Proceeding from the proposed potential of renewable sources of fuel, by 2020 balance of fuels and energy resources in energy sector can look approximately as follows:

- Fuel oil – 1.4 mln. tons of equivalent fuel;
- Coal – 0 mln. tons of equivalent fuel;
- Liquefied gas – 0.2 mln. tons of equivalent fuel;
- Gas, generated by Oil refineries – 0.45 mln. tons of equivalent fuel;
- Domestic fuel oil – 0.1 mln. tons of equivalent fuel;
- Peat and lignin – 0.75 mln. tons of equivalent fuel;
- Wood fuel – 4.45 mln. tons of equivalent fuel;
- Biogas – 1.25 mln. tons of equivalent fuel;
- Plant growing waste – 1.46 mln. tons of equivalent fuel;
- Wind engineering – 12.3 bn. kWhs – 4.3 mln. tons of equivalent fuel;
- Turbine expansion engines – 0.65 bn. kWhs – 0.25 mln. tons of equivalent fuel;

- Turbines in boiler houses – 0.85 bn. kWhs – 0.32 mln. tons of equivalent fuel;
- Heat utilization units – 2 mln. tons of equivalent fuel;
- Hydropower plants – 0.4 bn. kWhs – 0.15 mln. tons of equivalent fuel;
- Import of electric power – 1.12 mln. tons of equivalent fuel;
- Natural gas – 10.7 mln. tons of equivalent fuel;
- Potential of energy efficiency in gas generation of electric power (increase of efficiency in generation of 14.1 bn. kWhs from 26.9% to 40%) – 2.1 mln. tons of equivalent fuel.

Total – 28.9 mln. tons of equivalent fuel taking into account use of potential of energy efficiency in generation of electricity.

Taking into account phytomass (energy cultures) which can be grown at depleted peatlands and others places, renewable sources of energy potential can be increased by some mln. tons of equivalent fuel.

Balance in electric power engineering, based on envisaged consumption 41 bn. kWhs by 2020, may look as follows:

- Fuel oil – 1.7·bn. kWhs;
- Wood fuel – 2.5 bn. kWhs (based on consumption of 1.25 mln. tons of equivalent fuel by thermal power plants and 3.2 25 mln. tons of equivalent fuel in boiler houses)⁴¹.
- Biogas – 2.5 bn. kWhs;
- Plant growing waste – 3 bn. kWhs⁴²;
- Wind turbines – 12.3 bn. kWhs;
- Hydropower plants – 0.4 bn. kWhs;
- Turbine expansion engines – 0.65 bn. kWhs;
- Steam generated by boiler houses – 0.85 bn. kWhs;
- Import – 3 bn. kWhs;
- Natural gas – 14.1 bn. kWhs.

2.2.6. Cost of Capital Construction in Innovation Scenario

Cost of wind energy generating units with aggregate capacity circa 7,028 MWt is **US\$ 7 bn.**

Specific cost of biogas installations amounts to US\$ 2,000 per KW. Based on generating 2.5 bn. kWhs (circa 380 MWt with efficiency of use of installed capacities of 75%) the cost of biogas installations would be **US\$ 0.76 bn.** At the same time due to production of fertilizers the payback period for biogas installations decreases considerably and may take several months.

Cost of thermal power plant using wood raw material and waste of plant growing can be compared with the cost of coal-fired thermal power plants – US\$ 2500 per kW. Taking into account generation of 5.5 bn/ kWhs using wood and waste of plant growing

⁴¹ Share of organic fuel in generation of electric power may seriously vary depending on use by thermal power plants and boiler houses.

⁴² With efficiency of thermal power plants using waste of plant growing, biogas and wood fuel of 25%.

the required capacity would be 840 MWt with efficiency of use of installed capacities of 75% worth **US\$ 2.1 bn.**

Based on calculation of US\$ 1,450 per KW, cost of modernization and/or commissioning of new 3,500 MWt capacities, based on cogeneration units would be **US\$ 5.08 bn.**

2.3. Summary Data on Nuclear and Innovation Scenarios

To simplify comparison, identical parameters of absolute growth of energy consumption are adopted in both scenarios: growth of consumption of electric energy from circa 34 bn. kWhs to 41 bn. kWhs in 2020 and growth of consumption of primary resources in fuel oil balance from 28 mln. tons of equivalent fuel up to 31 mln. tons of equivalent fuel.

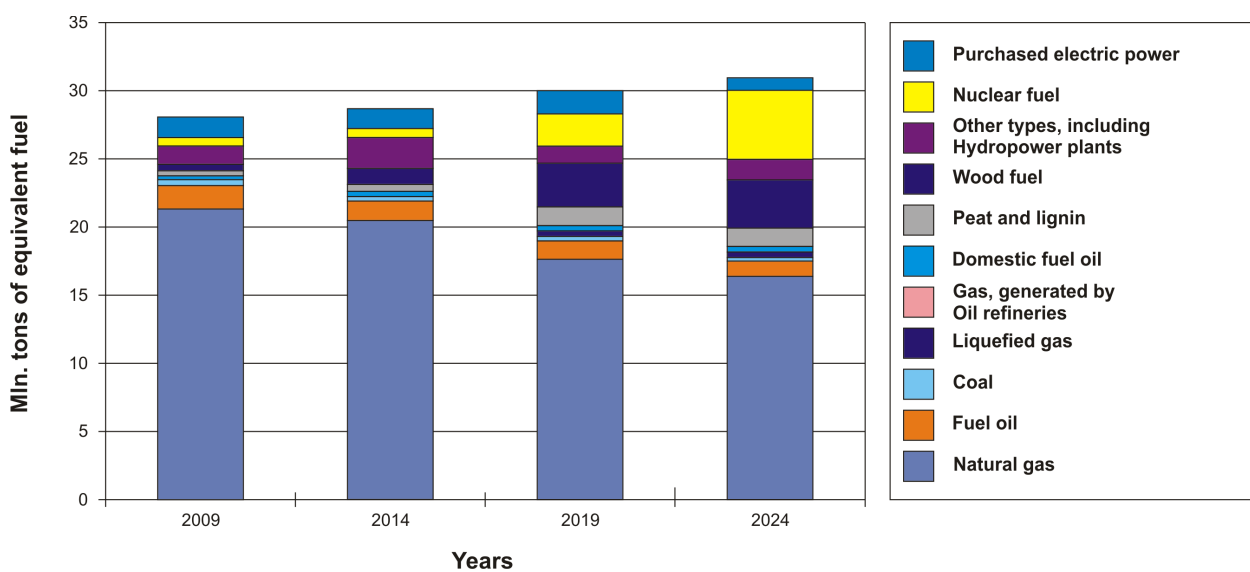


Figure 11 - Nuclear Scenario, balance of domestic fuel oil, (mln. tons of coal equivalent)

The nuclear scenario does not provide for cardinal escape from gas dependence – decrease in consumption of gas is 23%. At the same time, there is a necessity of solving the problems traditionally inherent for atomic engineering (see Section 4).

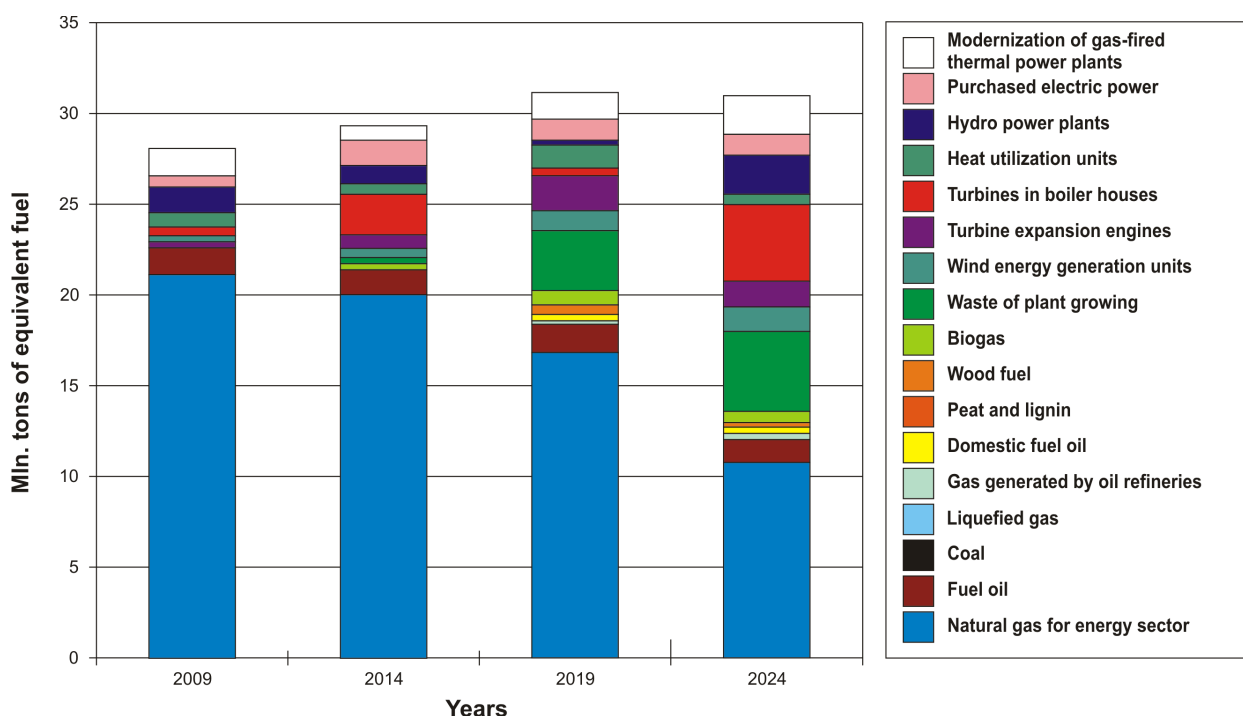


Figure 12 - Innovation Scenario: balance of fuel oil (in mln. tons of equivalent fuel)

Cost of capital construction in electric power industry (on available data) is taken for evaluation of cost of scenarios.

Table 7 - Comparison of the nuclear and innovative scenarios in the Belarusian electric power industry till 2020

| | Nuclear scenario commissioned / upgraded capacities, MWt | Innovation scenario commissioned / upgraded capacities, MWt | Costs of capital construction, US\$ per KW |
|--|--|---|--|
| Gas generation | 3,000 | 3,500 | 1,450 |
| Nuclear generation | 2,000 | 0 | 2,140 |
| Wind energy generating units | 5 | 7,000 | 1,000 |
| Biogas installations | 0 | 380 | 2,000 |
| Generation using waste wood and plant growing waste | 0 | 840 | 2,500 |
| Peat and lignin | No data | No data | |
| Hydro power plants | No data | No data | |
| Turbine expansion engines | 60 | 100 | No data |
| Steam energy of boiler houses | No data | No data | No data |
| Solar energy | 0 | No data | No data |
| Cost of investments in US\$ bn. | 8.63/10.9* | 14.9 | |
| Amount of replaced gas in energy sector, in bn. m ³ | 4.35/4.23** | 9.2 | |
| Specific cost of the replaced gas, US\$ bn/bn. m ³ | 2/2.6*** | 1.6 | |

*Taking into account infrastructure and additional hot reserve

**Taking into account gas to ensure additional hot reserve (about 0.12 bn. m³)

***Taking into account cost of infrastructure, additional hot reserve and gas volume to ensure additional hot reserve

In the innovative scenario within 15 years decrease in consumption of gas in energy sector is considerably higher than in nuclear, – almost by 50% or 9.2 bn. m³ from 18.5 bn. m³ to 9.3 bn. m³.

The innovative scenario appears to be more expensive than the nuclear one in absolute values because it allows saving almost 5 bn. m³ of natural gas more than the nuclear scenario.

If recalculated by specific cost of saving of gas volume unit, the innovative scenario appears 20-40% cheaper. It is proved to be true by official data of cost of using own fuel and energy resources, in which a significant share is taken by renewed sources.

Use of one of the Kyoto protocol financial mechanisms – projects of joint implementation can become an additional source of financing for the innovation scenario. In the cost of reduction of emissions, where 1 ton of CO₂ is worth US\$ 10, the sum received under project of joint implementation for use of biogas would reach US\$ 250 mln.

Taking into account specific expenses accompanying the nuclear scenario, the innovative scenario becomes even more attractive.

From the point of view of cost of generated electric power, both scenarios are comparable. However, taking into account economic risks, fuel restrictions, subsidizing of atomic engineering the innovative scenario is, at least, more stable.

Table 8 - Comparison of economic effect of using own fuel and energy resources (for 2006-2010) and construction of NPP (based on the data of the Republic of Belarus Government, [2, 9])

| | Capital investments, in US\$ mln. | Expected economic effect, in thousand tons of equivalent fuel | Specific capital investments, in US \$ / tons of equivalent fuel |
|------------------------------------|-----------------------------------|---|--|
| Local of fuel and energy resources | 747,8 | 1,380.0 | 542 |
| NPP/NPP + infrastructure | 4,280.0/5,780.0 | 5,000.0 | 856/1,156 |

3. CORRECTNESS OF ECONOMIC CALCULATIONS IN THE COURSE OF TAKING DECISION TO BUILD A NUCLEAR POWER PLANT IN THE REPUBLIC OF BELARUS

Political decision to build a nuclear power plant in the Republic of Belarus was accompanied by economic calculations and scientific estimates. According to estimates of experts of the Sosny Institute of Power and Nuclear Researches [3], the nuclear scenario is cheaper from the point of view of long-term macroeconomic parameters in comparison with modernization of gas generation, based on combine-cycle plant technologies. According to point of view of the National Academy of Sciences [8], the nuclear power plant stabilizes the cost price of the electric power in the Republic of Belarus energy supply system at the level of US\$ 0.13 per kWh rather than the predicted US\$ 0.18-0.21 per kWh by 2025-2030 in the “gas” scenario [8].

However, estimates of experts justifying advantage of construction of the nuclear power plant contain a number of basic discrepancies which demands additional calculations and double checking of the received results.

Choosing alternatives. As it is mentioned in [7], for the last 25 years in no countries of the world with market economy any private company has dared investing in nuclear engineering without support of the state or without granting guarantees of purchase of the generated energy. In Russia the program of support of nuclear engineering provides for allocation of circa RUR 1 trillion (US\$ 40 bn. in the 2008 prices).

The guarantee of purchase of the generated energy means that the power supply companies should buy energy of the nuclear power plant, even if it is going to be more expensive than energy of other power plants. This fact best of all testifies that statements about the low cost price of nuclear energy are not always fair.

Comparing cost of construction of nuclear power plants and combined cycle plants. The comparative characteristic of nuclear power plant and combined cycle plants is very important in choosing energy sector scenarios. Economic preference of this or that scenario depends on what primary capital investments are required to develop gas and nuclear generation.

In the proposed nuclear scenario the cost of nuclear power plant is obviously underestimated. According to the point of view of experts of the Sosny Institute of Power and Nuclear Researches [3], specific cost of combined cycle plants is almost equal to capital construction cost of the nuclear power plant of US\$ 1,116 per kW against US\$ 1,126-1,299 per kW for combined cycle plants. At the same time, data for nuclear generation is taken as of 2000 while cost of combined cycle plants is referred to as of 2007-

2008 and even this figure is, most likely, overestimated taking into account experience of construction of combined cycle plants in the Republic of Belarus.

Technical and economic characteristics of 30 year old equipment are used for comparison. (Shlyakhin P.N. Steam and Gas Turbines, M, "Energy", 1974). During this time characteristic of gas turbines and especially combined cycle plants have been improving much faster in comparison with "purely" steam ones, including for nuclear power units. World experience of construction of nuclear power plants show that cost of construction of nuclear power units 1.5-2 times exceed the cost of construction of combined cycle plants.

By the way, trends of growth of cost of these two technologies, on the example of foreign experience show that this gap increases. For example, according to Cambridge Energy Research Associates Inc. report from 2000 to early 2008 materials for construction of nuclear power plant have grown by 173%, whereas for gas only by 92%.

Growth of cost of nuclear power plant during construction. In the course of construction cost of nuclear power plant grows taking into account growing requirements to safety of nuclear power plants, and initially underestimated cost of capital investments. As a result, during construction of the nuclear power unit, which takes 5-7 years, the cost of nuclear generation, grows considerably. For example, the cost of construction of third unit of the Kalininskaya nuclear power plant has exceeded the estimated one by 110% (see Section 4)

Growth of cost during construction is a very important factor in evaluating pay-back and profitability of nuclear projects. So, analysis of sensitivity of the project to increase in volume of capital investments into construction of the nuclear power plant (2 power units VVER-1000) is prepared for the second stage of the Balakovskaya NPP. Analysis, executed by authors of the Balakovskaya NPP project has shown that the project has a net discounted income equal to zero with increase in volume of capital investments into industrial construction by 60% [14]. In case of construction, for example, of the third unit of the Kalininskaya NPP the excess was 110%.

Taking account of natural gas required to increase hot rotating reserve. The nuclear power plant should work in base mode, and is not designed to regulate capacity of power supply system. In such mode there are no restrictions on speed of dumping load, however, the rise of load is carried out very slowly, by steps with time delay at each step to prevent damage to fuel. Therefore, the number of unloading of units is very limited and intended mainly for scheduled and emergency dumps of loading or stopping units in case of equipment is damaged. According to the National Joint Stock Energy Company "Energoatom", the number of regime unloading of units of the nuclear power station in Ukraine within the year ranges between 0 and 4 – 6.

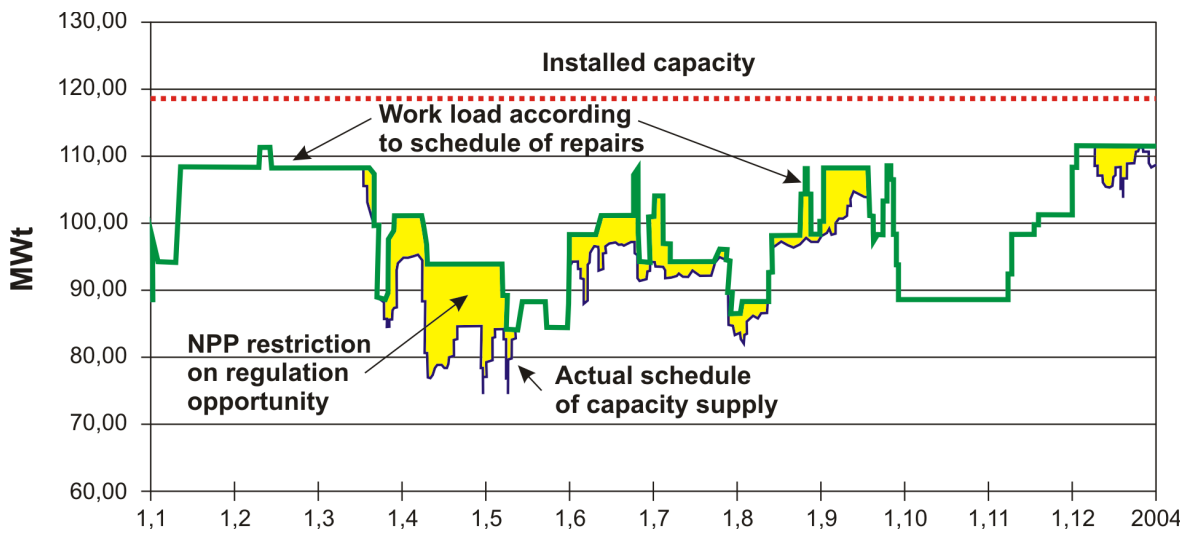


Figure 13 - Load of NPP in Ukraine in 2004 in accordance with actual repairs. Source: website of the “Energorynok” State Enterprise⁴³

Now capacity of the largest power units in “Belenergo” is 330 MWt. After commissioning in 2010 of PGU-450 combined cycle plant at the Minsk thermal power plant-5 capacity of the largest unit will reach 450 MWt. Construction of the nuclear power plant with 1,000-1,150 MWt capacity of power units will demand creation of additional hot reserve of at least 550 MWt.

When equipment is in hot reserve (with 50% of nominal capacity) the consumption of fuel increases approximately by 10%, i.e. the 1,000 MWt of hot reserve consumes 260,000 tons of equivalent fuel per annum. In this connection it is necessary to introduce a correction into calculation of fuel balance of the republic by quantity of additional gas required to maintain a reserve for the nuclear power plant – circa 140,000 tons of equivalent fuel per annum.

Taking account of cost of regulating capacities. Integration of nuclear generation of approximately 25% of total installed electric capacity with share in generation of electric power of 32% is a complex technological task. According to [2], it will lead to *complexity in passing daily dips, necessity to build special regulating capacities (pumped-storage hydropower plants, heat accumulators, etc.)* Cost of regulating capacities, as well, should be considered in the nuclear scenario.

In this situation in Ukraine, operational planners of the State Enterprise “Energorynok” and National Energy Company “Ukrenergo” have to envisage within a year restrictions of generation of the nuclear power plant, even with minimizing of load on thermal power plants below minimum level – admissible for “survivability” of plants.

Figure 14 shows that base loading in the Republic of Belarus is circa 3,300 MWt. Peak loads show extent of acuteness of future problem of daily and weekly regulation of capacity of gas-fired thermal power plants with commissioning of the 2000-2300 MWt nuclear power plant.

⁴³ <http://www.er.gov.ua/doc.php?p=1316&wid=4d3ace59e03811eb6ae055ddb366ff00>

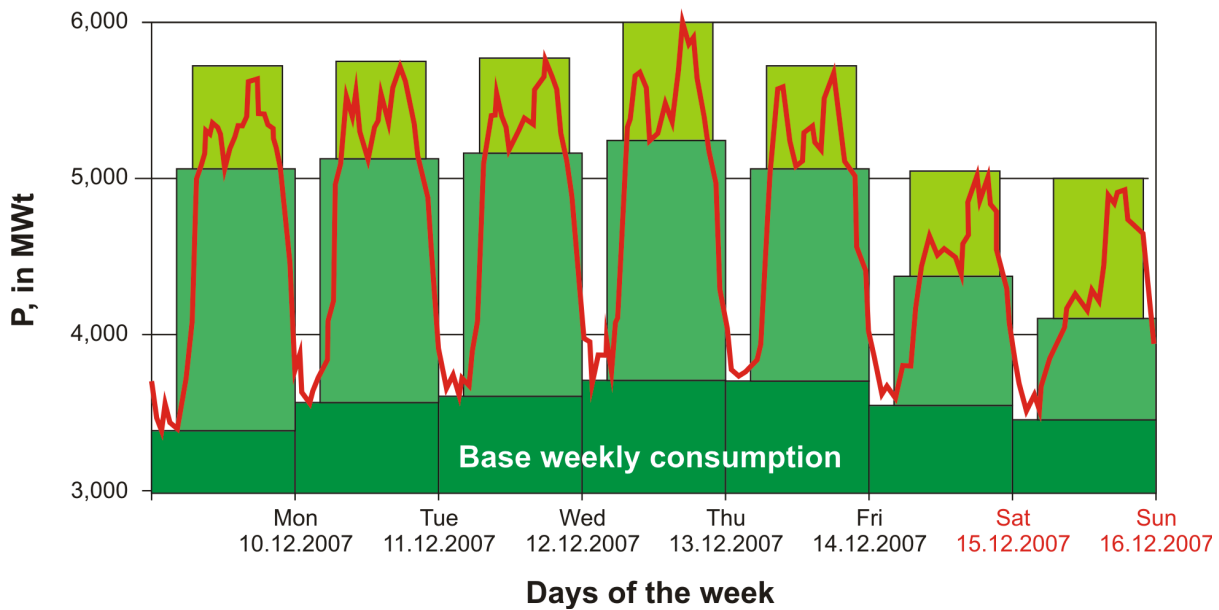


Figure 14 - Typical weekly schedule of electric load of united energy system of Belarus in heating season (2007)

Taking into account an average regulating opportunity of condensing plants units at the level of 0.46 construction of nuclear power plant, as well, will require construction of hydro-accumulating power plant of at least 1,000 MWt capacity.

Evaluating costs of nuclear power plant tariff taking account of international experience. According to the data provided in [8] with reference to the International Atomic Energy Association, at present, the cost price of electric power, generated by nuclear power plants in France is € 0.0254 and €0.393 per kWh at discounting rate of 5 and 10% accordingly.

However, in practice it is far from being like this. In 2008 growth of cost of reactor under construction in Flamanville (France) by 20% from €3.3 to 4 bn., Areva Company has increased the predicted cost of the marketed electric power from €0.046 to €0.054 per kWh that is obviously higher than the declared of € 0.0254 – €0.393 per kWh.

Concerning cost of energy of the Russian nuclear power plants abroad it is necessary to refer to results of the recent tender for construction of the nuclear power plant in Turkey where the Russian company Atomstroyexport turned out to be the only participant of the tender. The Atomstroyexport bid quoted the price of US\$ 0.2079 per kWh for the supplied electric power from the Russian designed power units. Even if the discount rate is taken into account the cost price with such supplied price will obviously exceed the threshold of “stabilizing cost price” of US\$ 0.13 per kWh. In this connection expert community in the Republic of Belarus should investigate a situation around the tender for construction of the nuclear power plant in Turkey and [find out] the reason of difference between cost price of the Russian designed nuclear power plants in Russia and abroad.

At the same time it is necessary to consider the indisputable fact that growth of nuclear power plants tariff in Russia is restrained inter alia due to numerous subsidies. Underestimation of share of subsidies in nuclear engineering in calculations of the Belarusian experts leads to erroneous estimates of the nuclear power plant tariff. Among the

schemes of subsidizing of the Russian energy sector it is necessary to allocate at least the following:

- Direct budget subsidies,
- The foreign assistance,
- Tax privileges.

Annually the Russian Federation Federal Budget allocates significant means to atomic engineering within the framework of Programs, like “Safety of Nuclear Industry of Russia”, “Safety of Nuclear Power Plants and Research Nuclear Installations”, “Safety and Development of Atomic Engineering”. In total within the framework of these programs up to RUR 2.5 bn. was allocated annually (data as of 2004). Till 2015 circa RUR 700 bn. of budgetary resources will be allocated solely for construction of new nuclear power plants within the framework of one more program, aimed at development of nuclear complex.

One more example of direct subsidizing, which is possible to refer to, is maintaining, at the expense of the state of the internal forces military units providing physical protection of NPPs and nuclear technological cycle objects. It is difficult to evaluate the volume of resources to maintain military units, however to protect each NPP circa one company of internal forces is required. Much more servicemen are needed to protect some of the nuclear technological cycle enterprises. For example, protection of Mountain and Chemical Plant is protected by internal forces regiment.

Within the framework of foreign gratuitous assistance Rosatom receives or received assistance within the following (but far from limited to) international programs:

- Swedish International Project;
- European Commission TACIS Program;
- The USA International Program of Nuclear Safety;
- The Great Britain Nuclear Safety Program

Based on results 2003 activities took place within 152 international projects worth US\$ 164 mln. In August, 2003 Finland solely allocated to “Rosenergoatom” circa RUR 300 mln. to improve safety of the Leningradskaya Nuclear Power Plant. In 2003 the German Government has allocated gratuitous assistance up to €7.02 mln. for implementing projects on physical protection of nuclear materials in territory of the Russian Federation. According to Chamber of Accounts data, in 1998-2000 more than US\$ 270 mln. was received from foreign states and organizations as international assistance to finance activities, related to disposal of radioactive waste.

Due to adoption of the Law “On Exemption of Property Tax of Enterprises, Engaged in Storage of Radioactive Materials and Radioactive Waste”, amendments have been approved to the Russian Federation Tax Code, according to which organizations, engaged in storage of radioactive materials and radioactive waste, are exempted of property tax – 2.2% of the real estate cost. Taking into account solely the cost of property of operating storehouses, Rosatom can receive up to RUR 2 bn. of latent subsidies in the form of tax exemption.

Aggregate subsidies, taking into account failure to implement social programs, according to [16], reduce the cost price of nuclear energy approximately by 30%.

It is possible to state that similar schemes of subsidizing are envisaged in Belarus, as well. For example, according to the recently adopted Law of the Republic of Belarus “On Atomic Energy” it is assumed that “for a nuclear power plant or its unit a fund for decommissioning is formed due to the means received from sale of electric and thermal energy and rendering of other services, **and due to other sources**, which are not contradicting to the legislation”. Actually the Law opens a way to use budgetary funds to form the fund for decommissioning of the nuclear power plant from operation and other articles of expenditures, typical only for atomic engineering.

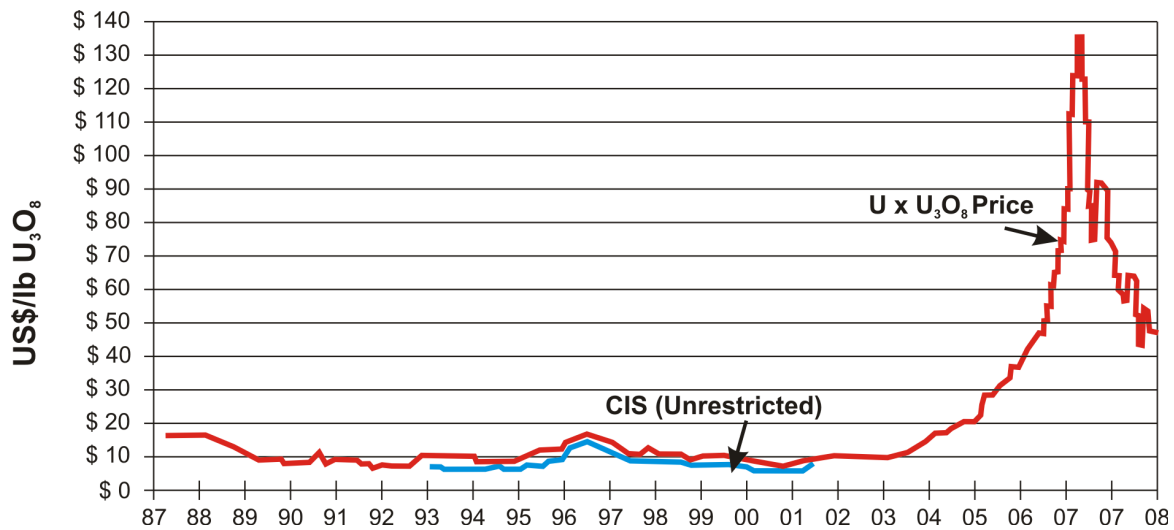


Figure 15 - Change of price of unenriched uranium (protoxide, U₃O₈) within 20 years till February 2009, US\$/lb⁴⁴

Evaluating growth of uranium fuel cost. According to [3], researches aimed at optimizing the Republic of Belarus power supply system adopted growth of fuel cycle cost by 0.5% per annum. Cost of fresh fuel approximately by one third is formed from cost of natural uranium. A stable price before, from mid 2003 natural uranium price has sharply grown from US\$ 10-12/lb. to US\$ 130/lb. by 2007 or more than 10 times (Fig. 15). And though the major growth has fallen on spot market of uranium, nevertheless, contract prices have grown considerably, as well. Shortage of supply in the natural uranium market the tendency of accelerated growth of cost of uranium is only becoming more expressed.

⁴⁴ Ux Consulting Company, LLC <http://www.uxc.com>

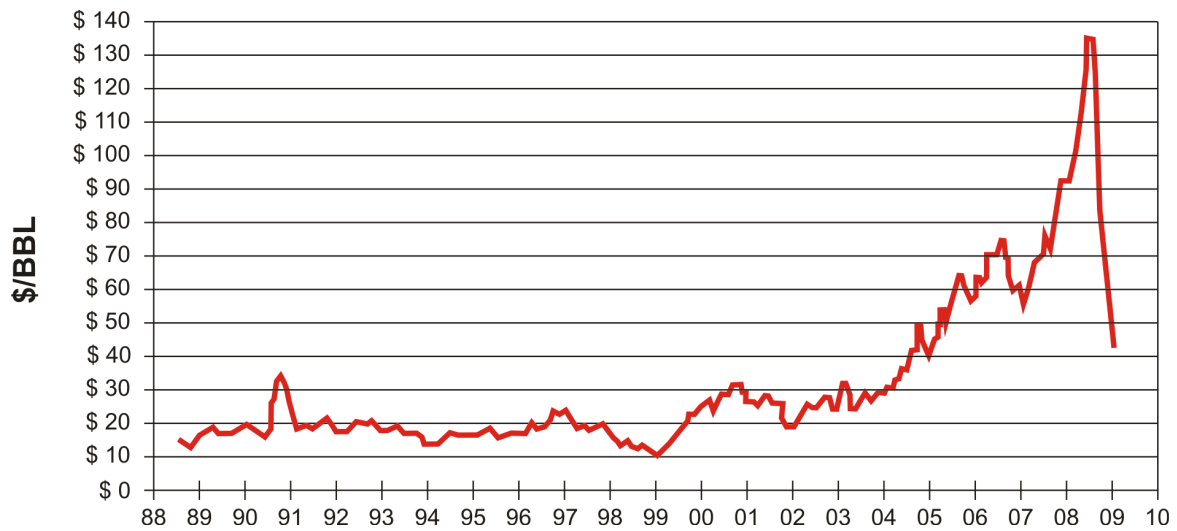


Figure 16 - Change in prices for oil during 20 years, US\$/bbl

Figures 15 and 16 show that since 2004 the price for uranium grew together with oil price, and price for uranium began to fall prior to oil prices – since August 2007. However, if oil price has returned practically to initial condition, prices for uranium have remained at quite high level – as of 9 February 2009 uranium was worth US\$ 48/lb. or 4 times higher than prior to 2003. Thus, it is possible to draw a conclusion, that the uranium market reflects objective tendencies of uranium price rise, connected with limited offer of uranium in the market.

The last 4-5 years markets of conversion and enrichment of uranium saw a proved significant growth.

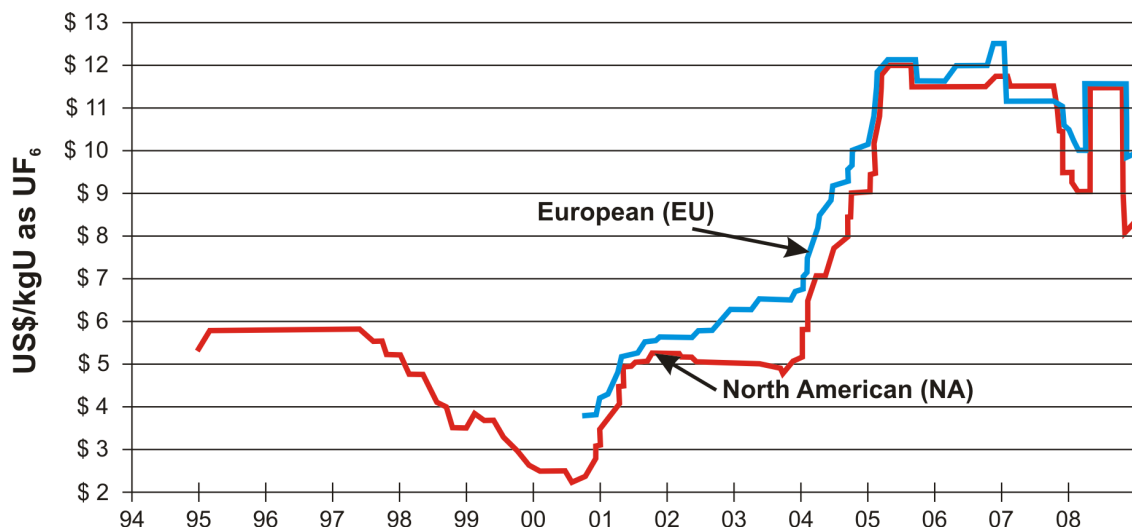


Figure 17 - Change of price for services to convert uranium U_3O_8 to UF_6 , US\$ per kg UF_6 for various processors⁴⁵

Figure 17 shows that cost of conversion since 2004 has grown from US\$ 7 to approximately US\$ 10 per kg, an increase of more than 40% during 5 years. Cost of en-

⁴⁵ Ux Consulting Company, LLC <http://www.uxc.com>

richment also experiences spasmodic growth – from US\$ 110 to US\$ 160 per unit of **separation** activities (since 2005 growth of approximately 45%).

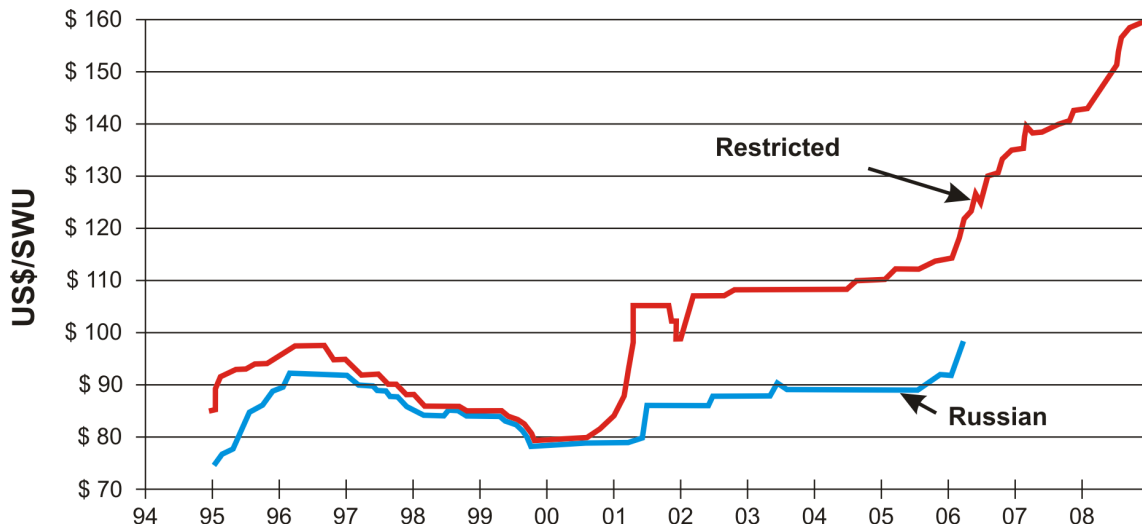


Figure 18 - Change in prices for services to enrich uranium, US\$ per unit of separation activities⁴⁶

On the background of reduction of prices for oil and natural uranium services on uranium enrichment continue to rise in price.

Evaluation of growth of cost of disposal of the depleted nuclear fuel. Speaking about cost of disposal of depleted nuclear fuel, it is necessary to note that here, as well a steady growth is observed exceeding 0.5% per annum. So, in 2009 Rosatom has increased prices for storage and reprocessing of depleted nuclear fuel from the Ukrainian nuclear power plants by approximately 17% from US\$ 360 per kg to US\$ 423 per kg.

In this connection it is possible to state that in the nearest decades rates of growep of fuel cycle cost at all stages will obviously be exceeding the declared 0.5% per annum.

Choice of discounting rate. In calculations [3], the underestimated discounting rate of 5 or 10% is used. Therefore, the average discounting rate of 7-8% is assumed. It is possible in case the state subsidies are available (construction in the country or preferential export credits). For comparison an average interest rate for loans and credits, extended by the World Bank is 13%.

⁴⁶ Там же.

4. RISKS OF THE NUCLEAR SCENARIO

Below there are additional risks that should be considered in the process of decision-making to develop nuclear generation in the Republic of Belarus.

4.1. Risks of Accidents

In opinion of the experts speaking in favour of construction of the nuclear power plant in RB, modern nuclear power plant design of new (third) generation have much smaller risk of leak of radioactivity outside the reactor unit – 10^{-7-8} per reactor per annum. For comparison the risk of accidents with radioactivity leaking outside reactor unit for the Chernobyl type reactors is evaluated 10^{-3-4} per reactor per annum.

There is an opinion in nuclear branch that tank-type reactors cannot blow up by definition as they possess natural safety: disappearance of decelerator as a result of reactor zone overheating leads to discontinuation of nuclear reaction. However, under certain conditions thermal explosion of tank-type reactors is possible. As an example it is possible to refer to the accident at submarine in the Chazhma bay in 1985, where explosion has occurred exactly on tank-type reactor.

The fact about risk of large-scale accident at modern nuclear power plant is present and it is high enough is confirmed by plans of Rosatom, which is not going to build nuclear power plants in immediate proximity Moscow and Saint-Petersburg in spite of the fact that these cities experience the sharpest shortage of capacities possessing, at the same time, a necessary infrastructure, professional staff and so forth.

A similar situation has taken shape in the Republic of Belarus as well. It is decided to abandon a civil-engineering project of building a NPP near capital of the republic, though nearness of Minsk and presence of LEP-750 transmission line, passing close to Minsk creates favorable technological and economic preconditions for construction of nuclear power plant near Minsk.

The official recognition of danger of NPP is noted in the State Comprehensive Program of Modernization of Main Production Assets of the Belarusian energy system, energy efficiency and increase in share of use in the republic of own fuel and energy resources in 2006-2010 according to which admits that NPP is an object with increased potential danger to environment.

Risks of large accident resulting from plane crash. Power generating unit VVER-1000 proposed for construction has a protective coat, capable to sustain impact of crashed sport plane weighting 20 tons, however, passenger planes with fuel onboard can weight ten times more. Here it is necessary to note that no country of the world can boast having 100% guarantee of protection against attack on NPP, using an aircraft.

The risks of large accident connected with poor quality of construction. The Russian nuclear engineering experiences sharp shortage of professional builders. Out of 55,000 builders needed today Rosatom has only 5,000 professional builders. Low appeal of nuclear branch is connected, inter alia, with low wage of builders. For example, at construction of the second unit of the Volgodonskaya NPP in the Rostov region a professional builder receives RUR 6,300 a month (data as of early 2006) As a result construction involves labor with poor skills. For example, the labor involved in construction of fast neutrons reactor BN-800 at the Beloyarskaya NPP in Sverdlovsk region is poor skilled workers from Tajikistan and Azerbaijan. According to 2003 data, none of workers was subjected to security check. Statistics evidences about quality of this labor: after commencement of works the number of murders and robberies in the city of Zarechny (the city serving the Beloyarskaya NPP) has increased 5-6 times. In the NPP territory thefts of nonferrous metal have sharply increased.

The risks of accidents connected with power supply system failures. Failures in power supply system lead to risks connected with the fact that switching of station to an independent mode (diesel engine-generators) may not work. In 1992 a hurricane resulted in disconnecting the Kola NPP. Emergency diesel engine-generators have not provided prompt supply energy to stop reactor.

The risks of accidents connected with long period of operation. Design of new nuclear power plants envisages operation of power units during 60 years. Such policy starts covering the running reactors, designed for 30-year operation. However, experience of extension, for example, of the third unit at Novovoronezhskaya nuclear power plant shows that after 30 years in operation susceptibility of breakdown increases. The third power unit has been commissioned in December 1971. After expiry of the term of operation (30 years), functioning of the third unit at Novovoronezhskaya nuclear power plant has been extended for 5 years. Upon termination of validity of the first extension license, Rostekhnadzor has issued one more. In 2007 Rostekhnadzor has found cracks in welded connections of branch pipes of “hot” and “cold” collectors of the first steam and gas generator of the Novovoronezhskaya nuclear power plant third unit. This incident only confirms the point of view about dangers of long – up to 40-60 years – period of operation of nuclear power units.

The risks of accidents connected with social and economic crises. In case of social and economic crisis as it has happened in mid 90-ies in Russia, nuclear power plants are exposed to threat of accidents because of social protests. In the Russian atomic engineering history there are examples when workers of the nuclear power plant occupied nuclear station, raising economic demands.

Risks of accidents connected with military actions. The concept of safety of the existing nuclear power plants till now has been assuming their operation only in peace time. Meanwhile, majority of the European nuclear power plants are located in territory, where in the twentieth century operations with application of heavy weapons were re-

peatedly conducted. Hit of a single artillery shell, a rocket or an aerial bomb in any of buildings of the nuclear power plant will not lead to catastrophic consequences. However, two exact hits would be enough for a nuclear power plant to launch an avalanche catastrophic process. So, if one shell damages and stops a turbo-generator, and the second shell puts out of order a reserve diesel engine-generating power station then circulation of water in the first contour will stop completely.

In passive cooling systems the stock of water is insufficient to ensure cooling of active reactor zone for adequately long time. Active systems of cooling cannot function without supply of electric power. In this case fusion of reactor active zone due to a residual thermal emission and emission of radioactive substances outside the first contour is inevitable.

If buildings of the nuclear power plant are subjected to series of aimed shots, breaking through protective environment of the reactor building, the emission of radioactive substances into atmosphere and contamination of large territory is inevitable. A unit of fire of one tank or the attack plane is enough for utter annihilation of nuclear power plant as power object and contamination of large territory. Conventional weapon applied against a nuclear power plant, becomes weapons of mass destruction⁴⁷.

As well, the scenario of using heavy weaponry in peace time should not be rejected. For example, the scenario of terrorist attack using a mobile howitzer system, which can be placed several kilometers away from the nuclear power plant outside physical protection perimeter of the plant.

The risks connected with transportation and storage of radioactive waste and depleted nuclear fuel. In addition to risks, related to operation of nuclear power plant there are plenty of risks connected with transportation and storage of radioactive waste and depleted nuclear fuel. The issue of storage of radioactive waste has not been studied completely till now, as periods of storage exceed, at least, hundreds years and for depleted nuclear fuel, ideally – hundreds of thousand years. Here it is necessary to note that already today there are problems of leakage of radioactive nuclides outside storages areas in France and Germany after some decades of storage of radioactive waste.

4.2. Investment Risks, Related to Cost and Period of Construction of NPP

The risks connected with initially high cost of new power units. In Russia cost of construction of nuclear power plant is considerably takes the lead over inflation. During 7 years official specific cost of capital investment has grown almost 3 times – from RUR 20.2 bn. in 2000 to RUR 55.7 bn. in 2007 [5, 6]. This tendency corresponds to global processes. According to report, prepared by Cambridge Energy Research Associates Inc., the cost of materials for construction of the nuclear power plants have grown by 173 % from 2000 to early 2008, whereas for wind energy generation similar growth was 108%, for coal 78% and gas 92%.

⁴⁷ http://www.t3000.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=16&Itemid=27

Initially high cost of nuclear power units finds its reflection in tariffs of nuclear stations. Approximately 20% of the Russian nuclear engineering proceeds (in 2007 RUR 15 bn.) goes to construction of new power units and other infrastructure. In conditions of the set tariff level in the wholesale market (approximately US\$ 0.02 per kWh) this is obviously not enough for construction of new nuclear power plants. The investment potential of internal resources Rosatom at all does not satisfy plans of the government, aimed at accelerated development of nuclear engineering – construction of 2 power units per annum that demands circa RUR 130 bn. per annum. Moreover, the nuclear power plant tariffs prevent execution of the program of simple replacement of decommissioned power units – 3.7 GWt by 2020. Existing deductions are sufficient only for construction of one reactor in 3-4 years. To solve the problem an increase in tariff approximately 2.5 times from US\$ 0.02 (in 2008) to US\$ 0.05 per kWh is needed.

Therefore the Russian Government had accepted the Federal Target Program, aimed at development of nuclear complex, according to which it is supposed to subsidize construction of the new nuclear power plants from the federal budget. The size of subsidies on new construction amounts to circa RUR 670 bn. till 2015.

In this respect a potential investor needs to understand precisely that construction of nuclear power units is expensive. Payback of the investments will occupy the longest period if at all it would be possible, especially in the countries with regulated energy market.

The risks connected with growth of cost during construction. Experience of completion of third unit at Kalininskaya nuclear power plant has shown that cost of 50 % completion of object has appeared comparable with design cost of 100 %_construction from zero. Cost of completion of Kalininskaya nuclear power plant appeared as follows. According to Chamber of Accounts, the rest of budget cost of construction on launching complex of construction of power unit 3 of Kalininskaya nuclear power plant taking into account objects of social sphere as of 1 January 2001 amounted to RUR 8.2 bn. or 48.7% of capital investments. However, according to official data, only in 2001-2004 RUR 23.2 bn. was allocated to complete this power unit. In late 2004 the power unit has been commissioned, but, nevertheless, another RUR 4.1 bn. was allocated for its operational development in 2005. As a result total cost of power unit amounted to RUR 35.9 bn. instead of the declared RUR 16.8 bn. or more than in 2 times exceeded the declared cost. Cost of completion that is more correct to evaluate growth of cost of construction, reached RUR 27.3 bn. and more than 3 times has exceeded the declared cost. Even with inflation taken into account such excess is significant.

Similar situation is taking shape with construction of nuclear power units in Finland and France. Cost of reactor in Finland (1,600 MWt) has grown during construction from contractual €3.2 bn. to €4.7 bn., at the same time the project is far from end. The declared cost of Flamanville reactor has grown by 20% from €3.3 to €4 bn. It has led to the company increasing the predicted cost of the sold electric power from €0.046 to €0.054 per kWh.

Growth of cost during construction is the major factor in evaluating payback and profitability of nuclear projects. So, analysis of sensitivity of the project “to increase in

volume of capital investments into construction of the nuclear power plant” (2 power units VVER-1000) is prepared for the second stage of the Balakovskaya NPP. Analysis, executed by authors of the Balakovskaya NPP project has shown that the project has a net discounted income equal to zero with increase in volume of capital investments into industrial construction by 60% [14]. In case of construction, for example, of the third unit of the Kalininskaya NPP the excess was 110%.

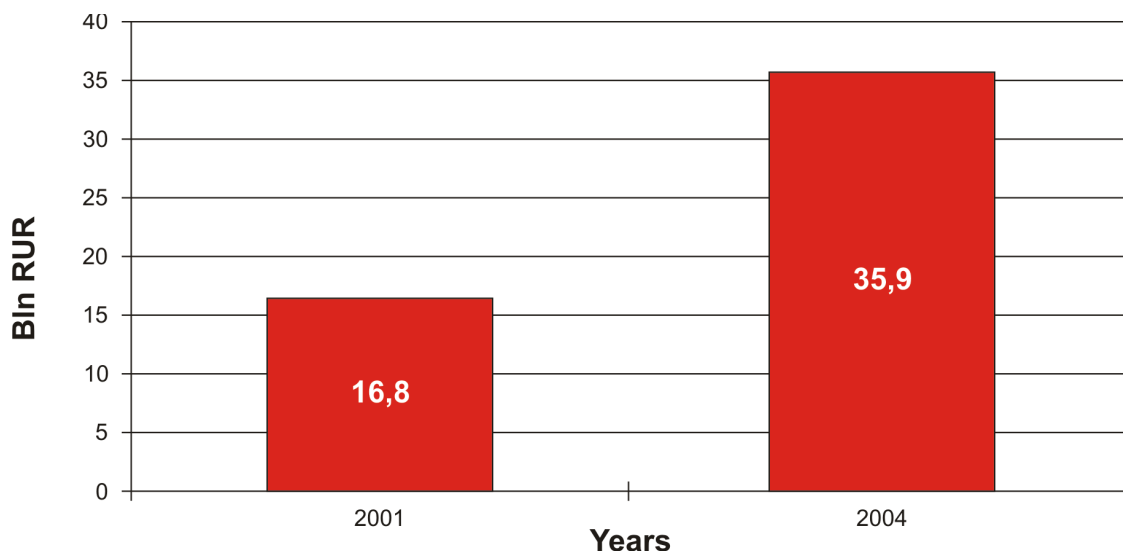


Figure 19 - Growth of cost of construction of third power unit of the Kalininskaya NPP (RUR bn.)

The risks connected with increase of period of construction of nuclear power plant. Period of construction of one nuclear power unit lasts 5-7 years unlike other energy sectors, for example, wind energy where hundred megawatt capacity wind energy generating plants can be built within 1-2 years.

At the same time the declared periods, as a rule, are not maintained. The delay in construction of the nuclear power plant in Finland is three years after 3 years from its commencement. Thus, every year of construction means a one year delay. Initially it was planned to build a reactor in 4 years, now it turned to be 7 years. Similar problems have emerged at construction of the power unit in France.

One of the preconditions to long-term construction in the Russian nuclear complex is shortage of professional builders. According to Rosatom plans, the number of professional builders should grow from 5,000 in 2006 to 55,000 by 2009 which is very unlikely.

4.3. Risks, Related to Fuel Supply

For today the unique large operating uranium deposit in Russia provides only 16-18% of the required needs for natural uranium – 3,200 tons per annum out of almost 20,000 tons of natural uranium needed (with supply to foreign nuclear plants). The “TVEL” company, responsible for fuel supply of the Russian and foreign nuclear plants, gets the difference, which is missing fuel, from “warehouse stocks”. Thus, there is a subsidizing of nuclear engineering due to even uranium stocks, accumulated in Soviet times, mainly as a result of implementation of military programs.

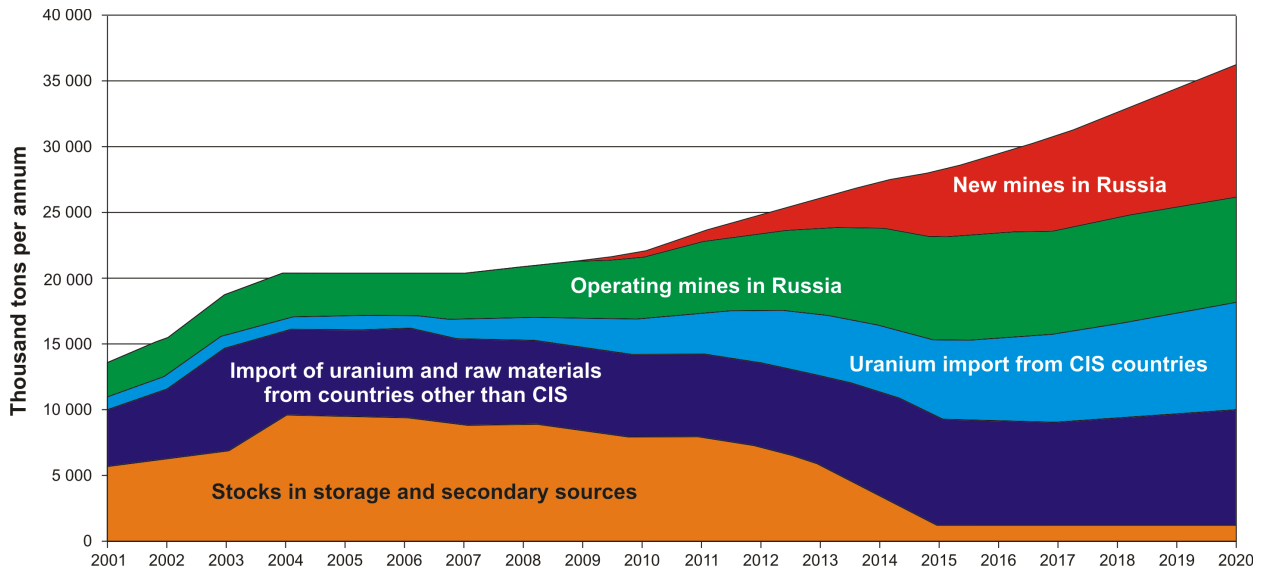


Figure 20 - Structure of coverage of needs in raw materials of the branch till 2020 [15]

According to Rosatom data, stocks in storage covering needs in uranium by 30% will be exhausted by 2015 – the period of scheduled commissioning of the first nuclear power unit in Belarus. It is assumed that this source of uranium will be compensated due to opening new mines. The question of opening of new deposits in the declared volume is debatable. Besides circa 20-25% of needs in uranium now becomes covered due to import of the depleted uranium from Western Europe (See Fig. 20 item “Import of Uranium and Raw Materials from Countries other than CIS”). Contracts on import of this uranium should end in 2009. There exists a probability, that these contracts will be prolonged, as it is reflected in [15]. However, because of danger of storage of the depleted uranium, imported in the form of uranium hexafluoride, it is most likely that these contracts will not be extended.

Taking into account retirement of these two sources, shortage of uranium will reach circa 50% of the present consumption level. Based on plans of growth of consumption of uranium due to new contracts to supply fresh fuel including abroad the shortage can reach the order of 20,000 tons of uranium – circa half of the global production of natural uranium.

Till September 2008 Rosatom considered the Australian companies as a possible supplier of uranium. However, after events of August, 2008 in the Caucasus, as it is impossible

to trace, whether Australian uranium will be enriched at the Russian military facilities⁴⁸, Special Commission of the Australian Parliament did not recommend the Government of Australia to conclude a new contract in the field of use of atomic energy with Russia, opening uranium stocks of Australia to the Russian companies. The situation with Australia shows, that the risks related with supply of nuclear fuel, are aggravated with problems in the international relations and the limited number of countries-suppliers of natural uranium.

The situation in the Russian Federation is not unique. In 2005 the world production of uranium has reached circa 40 thousand tons with annual consumption of 69 thousand tons. Uranium shortage for the time being is covered by warehouse stocks and secondary sources. Based on IAEA forecasts by 2020 annual production of uranium will grow only to 65-70 thousand tons, whereas consumption would grow to 82-85 thousand tons.

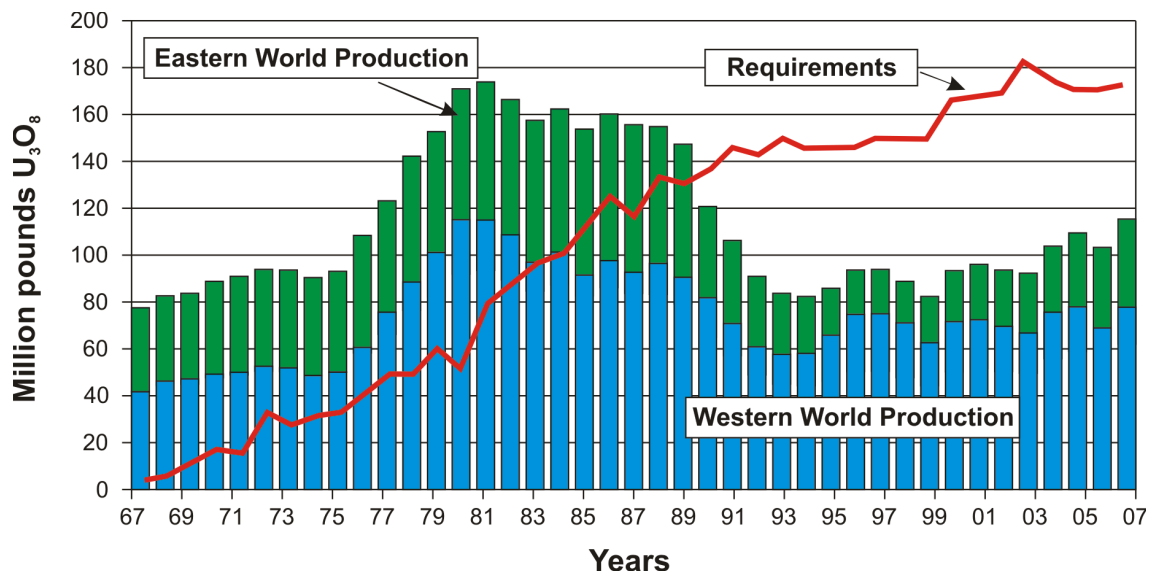


Figure 21 - Global mining of uranium and the need in uranium⁴⁹

As well, it is necessary to consider that now a significant part of nuclear fuel in the world market emerges due to dilution of the Russian weapon uranium. The uranium received from nuclear warheads covers 17% of the global market of enriched uranium. After 2014 when the contract on sale of the Russian weapon uranium (so-called contract VOU-NOU) will expire, it is necessary to expect a sharp decrease in offer on the uranium market and sharp growth of cost of nuclear fuel, possible in this respect.

4.4. Some Risks, Related to Unforeseen Growth of Maintenance Component of the Tariff

Growth of tariff in connection with shortage of uranium. Till now the Russian atomic engineering existed due to the Soviet stocks of uranium and operating mines, opened in the USSR. Opening and arrangement of new deposits demands significant fi-

⁴⁸ There is no technological distinction between Rosatom civil and military plants enriching uranium.

⁴⁹ Ux Consulting Company, LLC http://www.uxc.com/fuelcycle/uranium/uxc_graph_u-prod-67-on.gif

nancial resources. In this connection there is a probability, that partially these costs will be covered due to the tariff.

Growth of tariff with growth [of cost] of temporary storage services. According to [16], cost of storage of depleted nuclear fuel of the Russian nuclear power plants in the centralized federal storehouse until 2005-2006 was approximately US\$ 60 per kg of heavy metal. Some estimates, which can be made, by referring to construction of the Balakovskaya NPP second stage, cost of temporary storage of depleted nuclear fuel from the Russian nuclear power plants has grown up to US\$ 130 per kg of depleted nuclear fuel. Cost of storage of depleted nuclear fuel of the Ukrainian nuclear power plants has grown in 2009 in comparison with 2008 from US\$ 360 to US\$ 423 per kg of heavy metal. Therefore, no one can evaluate in the long-term prospective the real cost of storage, but it is clear that it only will grow, and grow considerably. The Rosatom representatives stated that “*now people understand that it is impossible to calculate real cost of storage of fuel imported from abroad. We could accept it for 60 or 70 years, but what would happen in 100 years? In fact, nobody is able to count such costs*” [17].

However, even in the short-term perspective the existing means are obviously not enough to ensure safe storage. For example, there is no appropriate system of physical protection of the centralized storehouse in the Krasnoyarsk region. In 2002 first Green Peace group of activists, and then FSB have freely entered the territory of storehouse and freely have left it.

Growth of tariff related to growth of cost of decommissioning of nuclear power units. Now tariff of nuclear power plants envisages deductions of 1.3% of the nuclear power plant proceeds for decommissioning of nuclear power units from operation. At the same time, according to S. Antipov, the “Rosenergoatom” Concern former General Director “*Shortage of means for decommissioning of power units has reached circa RUR 6 bn. in 2004, whereas by 2010 it may exceed RUR 8.5 bn.*” [18].

It is important to consider that shortage 6 times exceeding annual deductions for decommissioning from operation, exists in a situation when the first 4 power units with aggregate capacity circa 1 GWt are withdrawn from operation, whereas the deduction is made of the proceeds received as a result of operation of 23 GWt capacities. In this connection “Rosenergoatom” Concern considers an issue of increasing deductions up to 2.3% [19].

4.5. Economic Risks, Related to Integration of NPP and Increase of Accidents in Power Supply Network

Construction of the nuclear power plant will lead in more than 50% of the electric power in the country generated by two plants – the nuclear power plant (2,000 MWt) and the Lukomlskaya State District Power Plant (2,430 MWt). Such concentration of capacity is fraught with large power interruptions in the system and heavy losses for economy. “Perfidy” of work in peak mode is in long-term influence on damageability and break-

down susceptibility of units and their elements (boilers, turbines and generators) and amount of various repairs rather than in over expenditure of fuel in each cycle (i.e. in decrease in blocks profitability). The majority of accidents at plants happen more often at start-up of units from “cold” condition – explosions of boilers, damages of turbo generators’ shafts and breakage of turbine blades which sometimes lead to human victims. The damage from accidents is estimated in dozens and hundreds of million dollars.

4.6. Transboundary Risks of Nuclear Power Engineering Nuclear power plants in the Baltic Region

Construction of nuclear power plant in the Republic of Belarus is envisaged in water catchment basin of the Baltic Sea – environmentally vulnerable area, which has limited water exchange with open part of the ocean. It means that in case of accidents at nuclear power plants, accompanied with discharge or dumping radioactive nuclides it would impact other countries and sea ecosystems around this semi-closed environmental space.

It is necessary to take into account that in the Western part of the Baltic Sea there takes place a process of decommissioning of nuclear power plants and ideas of new construction are abandoned [23].

Condition of power units

- a) operational
- b) planned
- c) being decommissioned
- d) run in excess of designed resource
- e) planned export of nuclear power generated electricity

At the same time in the south and east of the Baltic Sea new project of nuclear power plants are being promoted. So, in the southern part political decisions have been taken to build at least 6 new power units for nuclear power plants a couple of hundreds of kilometers away from each within the nearest 15 years. It means that each separate solution does not take into account aggregate or cumulative risk of all nuclear power plants for each country and for the Baltic Sea region in general.

It is known that risks related to functioning of nuclear power plants are the highest in the initial period of their operation and by the time when they are about to deplete their resource. Commissioning, within a number of years, of six power units in Belarus, Lithuania and Russia (Kaliningradskaya nuclear power plant) and simultaneous decommissioning of the Ignalina nuclear power plant would result in highest probable emergency situations at NPP. However, these transnational risks have not been taken into account in the course of decision-taking to build a nuclear power plant.

Nuclear Power Plants in the Baltic & Barents Region



Status of NPP reactors

- ▲ operable
- ▲ adopted the political decision
- ▴ planning of construct
- ▴ stopped or decommissioned
- ▴ prolonged

- Baltic Sea catchment area border
- national borders
- ▬▬▬ planning electricity cable

4.7. Economic Risks, Related to Decommissioning of Power Plants

As a rule, all life cycle of nuclear power plant is not considered in the course of economic evaluation of nuclear engineering. Modern power units of nuclear power plant are planned by designers to generate electric power within approximately 50-60 years, the time, during which main elements of the equipment lose their properties, allowing their safe operation, and the “know-how” of energy generation becomes morally outdated. From the moment of the termination of operation the nuclear power plant’s unit – the source of energy and income is transformed to the object consuming energy and resources.

Up to hundred thousand tons of the equipment and structures of such power unit become waste with significant part contaminated with radioactivity. It means that such object should be isolated reliably from habitat to prevent an opportunity of radioactive nuclides penetrating into biosphere and through food chains to humans. Besides it is necessary to exclude an opportunity of unauthorized access to this radioactive waste.

Concerning buildings and structures of the decommissioned nuclear power plants choosing one of the alternative strategies is possible:

- Immediate, stage-by-stage dismantling of the least polluted objects;
- The postponed dismantling in 50 and more years following decay of the significant part of radioactive nuclides.

In the course of decommissioning from operation a separate issue is recycling of depleted nuclear fuel, which is unloaded from reactor to the pools with cooled water, located next to reactor. Some years later fuel cores are moved to the pools of temporary storehouses cooled by the electric power. Then, in process of cooling cores, these are placed into special containers where depleted nuclear fuel continues to be cooled due to natural air circulation.

At present in the world there are no technologies of reprocessing of depleted nuclear fuel that are safe for the nature and economically justified. Special danger of depleted nuclear fuel is caused by presence of radioactive nuclides there, which practically did not participate in millions of years of evolution of living systems on Earth. Among such radioactive nuclides, for example, is Plutonium (^{239}Pu), which has half-life period exceeding 24,000 years. During life of the nuclear power unit from the beginning of operation prior to exhausting resource up to thousand tons of depleted nuclear fuel, containing tons ^{239}Pu is generated.

Depleted nuclear fuel should be isolated reliably from biosphere during hundreds thousand years. In the USA, following the Supreme Court’s decision reliability of isolation of the depleted fuel cores should be guaranteed for the period of 1 million years. At present there are no technological solutions, capable of solving this problem.

Modern data about cost of decommissioning power units from operation contain plenty of uncertainties, related to difference of decommissioning possible scenarios, national policies of disposal of radioactive waste, depleted nuclear fuel, level of development of technologies in different countries, etc.

Table 9 - Costs of decommissioning of NPP units in different countries [23, 27]

| № | NPP, country | Type of reactor; capacity, MWt | Cost, in US\$ mln. | Notes |
|---|------------------------------|--------------------------------|--------------------|---|
| 1 | Big-Rock Point, USA | BWR, 70 | 25.0 | Upon unloading of depleted nuclear fuel the reactor body is removed. Total weight of radioactive waste was 290 tons. Storage of depleted nuclear fuel was left at the site – 43.3 ha. NPP used to occupy 182.2 ha. |
| 2 | Fort-Saint Vrain, USA | HTGR, 330 | 173.9 | Immediate dismantling option is adopted. Turned into gas turbine power plant. |
| 3 | Maine Yankee) | 900 | ~500 | Immediate dismantling to “green lawn” condition. Dry storage of depleted nuclear fuel is created close to the power plant’s territory. NPP territory after dismantling was reclaimed. |
| 4 | Tokai Mura, Japan | GCR, 166 | 772.5 | Dismantling started in 2001, would be over in 2017. 177,000 tons of radioactive waste is generated in the course of dismantling, of which 18,000 tons are highly active. |
| 5 | Stadte, Germany | PWR, 672 | 668.4 | First NPP, decommissioned after adopting the Law on closure of NPP. 150 of 300 persons left at the process of dismantling. |
| 6 | Biblis-A, Germany | PWR, 1225 | 141.2 | Evaluation of costs for full decommissioning of power unit. |
| 7 | Lovisa-1, Finland | VVER, 440 | 166.5 | Evaluation of costs for decommissioning to “brown lawn”. |
| 8 | Greisvald, Germany | VVER, 5×440 | 4,000 | Evaluation of costs for full decommissioning of 5 power units to the “Technopark” stage during 1990-2035. Up to one third of operations personnel is involved in decommissioning of former NPP. |
| 8 | Inganlinskaya NPP, Lithuania | RBMK, 2×1500 | 1,500 (3,300) | Evaluation of costs for full decommissioning of 2 power units to the “Technopark” stage. Activities of decommissioning started at 1 power unit. Depleted nuclear fuel would be temporarily stored in “dry storage” containers. Costs of activities have more than doubled in some years after commencement. |

In a number of countries the state and maintaining organizations have made such evaluations. For example, the US Council on National Resource (NRC) and Nuclear Energy Agency (NEA) has estimated the cost of decommissioning from operation as 10 – 15% from cost of construction of object. [24]

Official French sources estimated €258.86 per kW of the installed capacity (data as of 1998). [25]

Estimation of cost of decommissioning from operation of the power unit with VVER-400 reactor, according to IAEA, can make US\$ 350 mln. with immediate dismantling and US\$ 300 mln. in case dismantling is postponed by 40 years (US\$ 795 and US\$ 690 per kW of the installed capacity respectively). [26]

At the same time, practical experience of decommissioning from operation shows that the referred figures are essentially underestimated. So, in Germany expenses for decommissioning of power units of the nuclear power plant with VVER-440 have more

than 2 times exceeded the IAEA predicted. In the course of decommissioning from operation of 6 power units of nuclear power plant “Nord” costs would amount to €3.2 bn (US\$ 4.4 bn.) or US\$ 1,700 per KW. The “Nord” nuclear power plant will be decommissioned during 45 years from 1990 till 2035 to the condition of “brown lawn”, creating a technopark at the site of the former nuclear power plant. At the same time there will be unresolved problem of depleted nuclear fuel, which is in temporary (for 50 years) storehouse. [23]

Originally Lithuania planned to spend €1.2 bn. for decommissioning from operation of the two RBMK-1500 (2×1500 MWe electric power) power units during 30 years. This was evaluation of costs of decommissioning to condition of “brown lawn”, the organization of depleted nuclear fuel temporary storage in metal concrete containers and organization of technopark. Later some years after commencement of the decommissioning program this sum has increased to €2.5 bn. or US\$ 1,100 per kW of the installed capacity. In the future these expenses will undergo an increase as the technology of recycling of 3,400 tons of graphite (inhibitor of neutrons in RBMK reactors), carbon-14 containing radioactive isotope (with half-life period of 5,400 years) is not developed yet. By the way, the technology of long-term isolation or burial in the territory of Lithuania of the depleted nuclear fuel is not developed yet.

Expenses for decommissioning (Maine Yankee) 900 MWt electric capacity power unit from operation to condition of “green lawn” reached circa US\$ 500 mln., having exceeded expenses for construction (US\$ 340 mln.). At the same time, the depleted nuclear fuel is in temporary storehouse as technologies of long-term storage or burial of depleted nuclear fuel do not exist in the USA.

4.8. Social Risks, Related to Decommissioning of Power Plants

Construction of nuclear power plants in Central and Eastern Europe were accompanied by creation of “atomgrads” – satellite cities of nuclear power plants, with population ranging from 30 to 70 thousand inhabitants. The nuclear power plant becomes a city factory. Social infrastructure and the budget of nuclear settlements completely depend on the nuclear power plant overall performance.

“Atomgrad’s” inhabitants, as a rule, do not have historical roots connecting them with local culture. It can become a source of social conflicts with inhabitants of the neighboring settlements, who perceive the nuclear power plant and “atomgrad’s inhabitants as threat to their traditional way of life.

The inevitable decommissioning from operation of the nuclear power plant after exhausting fuel resource causes serious social crisis connected with one-stage loss of the large number of highly paid jobs as well as main source of receipts of local budgets. [23]

5. TRENDS IN WORLD POWER GENERATION

The choice of technologies in energy sector of the future is rather little. According to the Russian expert community view, stipulated in the Concept of Energy Sector Strategy of the Russian Federation till 2030 [1], energy sources which will change developed economic, balance and environmental representations are determined as follows:

- Fast neutrons nuclear power with full fuel cycle,
- Non-conventional renewable sources of energy,
- Non-traditional non-renewable resources (gas-hydrates, etc.)
- Probably, thermonuclear power.

Here it is necessary to pay attention that among the listed technologies thermal reactors are not mentioned – a basis of modern global nuclear power, which is proposed to be developed in Belarus. The main reason – fuel restrictions in connection with close depletion of cheap stocks of uranium.

Speaking about technology of thermonuclear synthesis, it is necessary to refer to opinion of E. P. Velikhov – one of the leaders of the Russian program of thermonuclear synthesis, – who has determined, that in case of success, commercial capacity of reactors, based on thermonuclear synthesis by the end of 21 centuries will not exceed 100,000 MW or some percents of the modern established capacity of all electric energy industry of the world that is insignificantly little.

Extraction of gas-hydrates is at a stage of scientific study. In case such extraction would be launched the product will be liquefied natural gas which Belarus in any case should be purchasing from abroad.

The Russian expert community thinks that only atomic engineering on the basis of plutonium and renewable power generation will remain among real sources for the near-century perspective.

At the same time, the technology of plutonium power engineering with closed cycle till now is not developed. But it is already known, that this technology is extremely dangerous from the point of view of non-proliferation of nuclear weapons, more incident-prone and extremely expensive.

Among all technologies the most perspective and reliable are technologies on the basis of renewable sources of energy. At present, three technologies are leaders in the field of alternative power: generation of energy based on biomass, solar and wind energy engineering. The greatest volumes of investments and growth of capacities during the last years occur in wind power. Owing to fast perfection and reduction in price of solar photo cells it is expected, that after 2020 the solar power would become the leader of growth.

Taking into account limitation of stocks of cheap uranium and the significant risks accompanying atomic engineering, it is possible to draw a conclusion that at present only the renewable power engineering can provide energy safety and stable development both on global and national levels.

LITERATURE

1. *Draft of the Concept of Energy Strategy of the Russian Federation for the period till 2030.*
2. *The State Program of Modernization of Main Production Assets of the Belarusian Energy System, Energy Efficiency and Increase in Share of Use in Republic of own fuel and energy resources in 2006-2010, Minsk, 2005.*
3. A. P. Yakushev, "Nuclear Power Engineering in Belarus", based on materials of the international conference "Energy Sector of Belarus: Ways of Development". P. 72-84. Minsk, 2006
4. *A Rise in Prices for Gas: New Challenges to the Belarusian Economy. E. Rakova et al.*
5. *The Resolution N 605, adopted by the Government of the Russian Federation on 6 October 2006 "On Federal Target Program "Development of Nuclear Energy Industry Complex of Russia for 2007 – 2010 and in perspective till 2015".*
6. "Substantiation of Investments into Construction of LNPP-2. Volume 5. Assessment of Influence on Environment", Atomenergoprojekt. 2006.
7. K. Hirshhauzen, I. Rumyantseva. "Economic Aspects of Development of Nuclear Engineering in Belarus", based on materials of the international conference "Power Engineering in Belarus: Ways of Development", pp. 85-122, Minsk, 2006
8. *Copy of the letter of the Presidium of the National Academy of Sciences of Belarus, dated 3 October, 2008, 11-29/II-238.*
9. Lavrentev N. A., Zhukov D. D. *Belarusian Wind Energy Engineering – Realities and Prospects / "Energy and Management", July-August, 2002, pp. 12-17.*
10. V. G. Pekelis. "Once Again about the Issue of Wind Energy Engineering / "Energy and Management", 3, 2006, pp. 6-8.
11. Lavrentev N. A., Zhukov D. D. "Belarusian Wind Energy Engineering" – Realities and Prospects / "Energy and Management", July-August, 2002, pp. 12-17.
12. "On Issue of Use of Wind Energy Resources of Belarus". N. A. Lavrentev et al. based on materials of the international conference "Power Engineering in Belarus: Ways of Development". pp. 61-71, Minsk, 2006
13. "Renewable Energy Resources of Belarus: Forecast, Condition, Mechanisms of Implementation", based on materials of the international conference "Power Engineering in Belarus: Ways of Development", pp. 37-60, Minsk, 2006.
14. *The project for construction of second stage (completion) of the Balakovskaya nuclear power plant, additional materials to section 12 of the project of 2-nd stage of the Balakovskaya nuclear power plant, containing evaluation environmental impact. Section 13 the Technical and Economic Part (Volume 13, 210015.0000002.00506.510KT.13)*
15. *Strategy of Development and Safe Use of Nuclear Energy. Presentation of I. V. Konyshev, Adviser to the Head of Rosatom State Corporation, Murmansk, 18 February 2008.*
16. "What is the Cost of Nuclear Generated Electricity?" V. A. Tchuprov, M. 2004.

17. *Russia refuses plans on import of the depleted nuclear fuel, referring to change of priorities Nuclear Fuel, №16, 31 July 2006*
<http://www.greenpeace.org/raw/content/russia/ru/press/reports/622035.doc>

18. *“Russian Nuclear Engineering Experience Shortage of Money”, “Industry and Energy Sector”, №7, July 2005.*

19. *“General Director of the Federal State Unitary Enterprise “Rosenergoatom” Sergey Obozov is going to build 21 nuclear reactors during three year”, “Vedomosti”, 27 September 2006.*

20. *Would there be enough energy for economic growth? Forecast of needs of Belarus in electric power till 2025 – Energy Sector and Thermal Power Plant, №4, 2008.*

21. *Programs of Development of the Belarusian Economy and Forecast Estimates of Potential of Reduction of Emissions of greenhouse gases. A. P. Yakushev. The Sosny United Institute of Energy and Nuclear Researches, National Academy of Sciences of the Republic of Belarus. Report on 13 November 2008.*

22. *Magazine “Energy Sector and Fuel and Energy Complex”, Ma, 2008*

23. *Concept of action plan for decommissioning of nuclear power plant’s units that have used their designed resources. Proposals of NGO’s dealing with environmental protection. 2008 г. с.28, www.decomatom.org.ru*

24. *“Problems of decommissioning nuclear facilities”. WISE News Communiqué on January 23, 1998 (reference number 485.4813). URL: <http://www.antenna.nl/wise>*

25. *Report on the use of financial resources earmarked for the decommissioning of nuclear power plants. Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. The European Commission 26.10.2004, Com (2004) 719 final.*

26. *Nuclear Power Reactors in the World // IAEA issue 2, Vienna, 2002, p. 26J.*

27. *USA Decommission Experience // Mirovaya elektroenergetika (in Rus.) World electric power industry, 1997, № 2, p.p. 16-21*

Научное издание

ЧУПРОВ Владимир Алексеевич
БОДРОВ Олег Викторович
ШКРАДЮК Игорь Эдуардович

СНИЖЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В БЕЛАРУСИ: ЯДЕРНЫЙ И ИННОВАЦИОННЫЙ СЦЕНАРИИ

Монография

Редактор
Компьютерная верстка
Дизайн обложки

Подписано в печать 00.00. 2009. Формат 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Усл. печ. л. 00,00. Уч.-изд. л. 00,00.
Тираж 00. Заказ 00.

Изд-во...

Отпечатано в типографии ...