

**Экологическая группа «Экозащита!»**

**Настоящее и будущее  
быстрых реакторов. Некоторые  
вопросы экономики БН-800**

**В.М.Кузнецов, В.Ф. Поляков**

**Москва 2001**

## **Введение.**

В последнее время Министерством по атомной энергии Российской Федерации усиленно проталкиваются ядерные реакторы на быстрых нейтронах, которые как утверждает министерство являются самыми перспективными.

В соответствии со стратегией развития атомной энергетики России до 2030 года и на период до 2050 года представленных Минатомом РФ в материалах к заседанию Правительства Российской Федерации (План заседания Правительства Российской Федерации и его Президиума на 2-й квартал 2000 года, 25 мая 2000 г., П. 2) указывается, что необходимо «...создание технологической базы для крупномасштабной атомной энергетики на быстрых реакторах естественной безопасности без ограничений по топливным ресурсам...». Кроме этого, «...основное направление утилизации избыточного оружейного плутония, как и плутония из облучённого ядерного топлива, состоит в использовании смешанного уран-плутониевого топлива быстрых реакторов, которые составят основу будущей крупномасштабной атомной энергетики...».

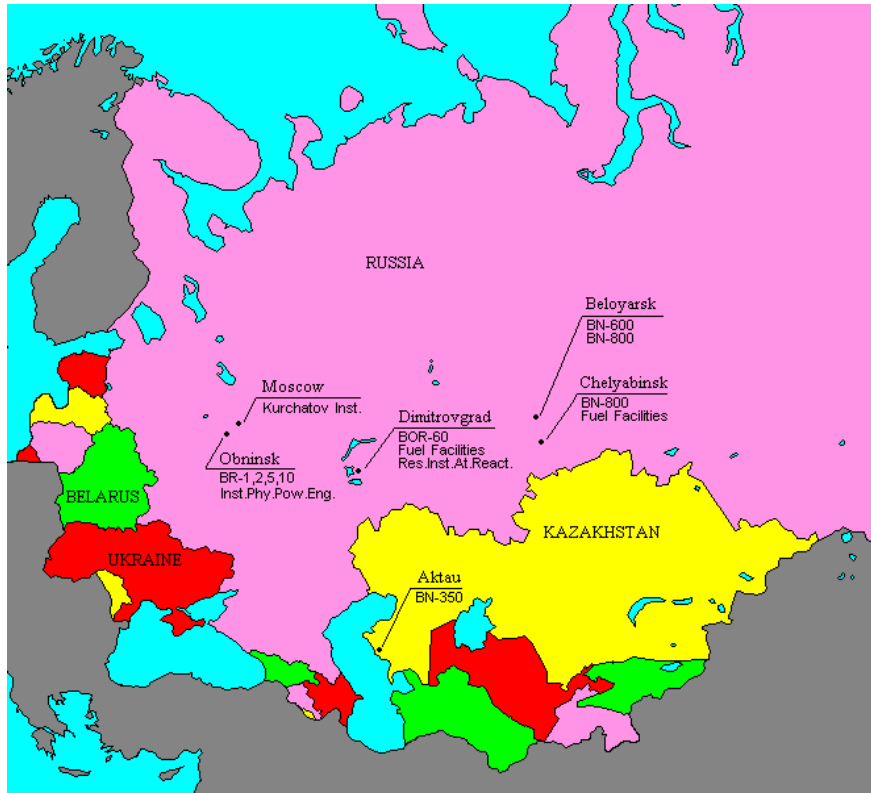
На основании вышеизложенного, авторы настоящего доклада при подготовке материалов ставили себе следующие задачи:

- представить открытую и достоверную информацию о конструкции, эксплуатации и безопасности единственного в России быстрого реактора БН-600 работающего на Белоярской АЭС;
- представить информацию соответствия энергоблока № 3 Белоярской АЭС требованиям нормативных документов по безопасности в атомной энергетике («Общих положений обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97»);
- рассмотреть возможное (декларированное Минатомом РФ) полномасштабное использование оружейного плутония в быстрых реакторах (МОХ-топливо);
- рассмотреть вопросы связанные с нераспространением ядерных материалов;
- рассмотреть некоторые вопросы проекта ядерного реактора БРЕСТ-300;
- рассмотреть вопросы экономики строящегося IV энергоблока БН-800 Белоярской АЭС (расчеты себестоимости отпускаемой электроэнергии). Хотелось особо отметить, что подобные расчеты были проведены впервые за все время существования атомной энергетики в пост-советском пространстве независимой аудиторской фирмой.

## **История вопроса.**

В США Л.Сцилардом в январе 1943 г. была высказана идея о расширенном воспроизводстве ядерного горючего. С 1949 г. в бывшем СССР под руководством А.И.Лейпунского велась многоплановая исследовательская работа по созданию реакторов на быстрых нейтронах.

Первый промышленный бридер – экспериментальный реактор 1 – тепловой мощностью 0,2 МВт был введен в действие 20 декабря 1951 г. в ядерном центре в Айдахо, США. В бывшем СССР похожий реактор был введен в эксплуатацию четырьмя годами позже в г.Обнинске.



**Карта расположения действующих, остановленных и строящихся ядерных объектов с быстрыми реакторами на территории экс-СССР.**

В 1956 г. консорциум компаний США приступил к сооружению 65 МВт демонстрационного реактора-бридера «Ферми-1» (Детройт).

Интерес промышленности США к бридерам упал, после того как в 1966 г. вскоре после пуска реактора «Ферми-1» на нем из-за блокады в натриевом контуре произошла авария с расплавлением активной зоны; в конце концов этот бридер был демонтирован.



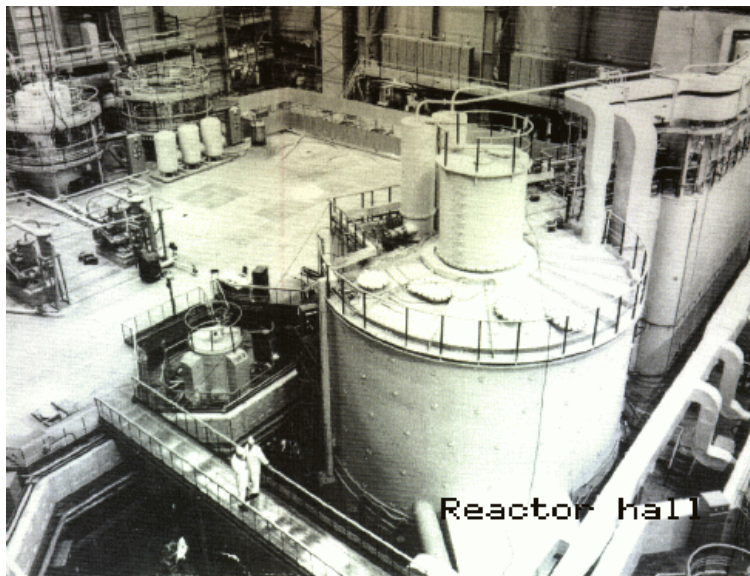
**Обнинская АЭС**

Германия первый бридер построила в 1974 г. и закрыла в 1994 г. Реактор большей мощности SNR-2, строительство которого началась еще в начале 70-х гг, так и не был введен в эксплуатацию после завершения строительства в конце 90-х гг.

Во Франции в 1973 г. был введен в эксплуатацию первый бридер PHENIX, а в 1985 г. – полномасштабная АЭС с реактором на быстрых нейтронах SUPERPHENIX (стоимость строительства – 5 млрд.дол.).

Япония в 1977 г. закончила строительство опытного бридера «Дзёё», на эксплуатацию которого до сих пор не получена лицензия. Большой демонстрационный реактор на быстрых нейтронах «Мондзю», введенный в эксплуатацию в 1994 г., в декабре 1995 г. закрыт после пожара при утечке натрия и откроется ли опять неизвестно.

В экс-СССР первый бридер БН-350 был построен на берегу Каспийского



**Центральный зал БН-350.**

моря для снабжения энергией установки опреснения воды.

В 2000 г. реактор был остановлен, принято решение о снятии его с эксплуатации.

В настоящее время единственный бридер работает на Белоярской АЭС.

### **Белоярская АЭС.**

Белоярская АЭС им. И.В.Курчатова расположена в пос.Заречный Свердловской области. Строительство станции началось в 1956 году. Первый блок с реактором АМБ-100 (ранний вариант графитового канального реактора) введен в эксплуатацию в 26 апреля 1964 года, выведен из эксплуатации 10 декабря 1981 г. Второй блок с реактором АМБ-200 введен в эксплуатацию 31 декабря 1967 года, выведен из эксплуатации 10 сентября 1989 года.

Оба остановленных энергоблока находятся в стадии подготовки к выводу из эксплуатации. Контроль за функционированием оставшихся в работе систем и оборудования производится в соответствии с технологическими регламентами эксплуатации Белоярской АЭС, регламентами технического обслуживания и ремонта, а также эксплуатационными инструкциями.

На блоках 1-й очереди Белоярской АЭС практически мало что меняется на протяжении почти 20 лет в части снижения потенциально-опасной радиационной обстановки, создавшейся в результате предыдущей эксплуатации блоков 1 и 2.

Из реактора выгружены энергоблока № 1 полностью все ОТВС, ядерное топливо осталось в виде просыпей, распределенных в кладке реактора по многим локальным зонам. Количество просыпей не превышает 180 кг (определено по гамме-методике) и 130 кг (по нейтронному методу). На блоке остались в работе системы контроля за мощностью реактора, спецвентиляции и энергоснабжения.

На Белоярской АЭС вода в бассейне-выдержки отработанного ядерного топлива (БВ-1,2) за длительное время хранения ОТВС (из-за потери герметичности части кассет имеет место прямой контакт урана с водой,) практически превратилась в ЖРО с удельной активностью  $1,2 \cdot 10^{-3}$  Ки/л и серьезно снижает безопасность 1-ой очереди.

Для повышения безопасности хранения ОЯТ 1-й очереди в апреле 2000 года введена в опытную эксплуатацию система очистки воды в БВ-1, 2, в результате чего удалось снизить активность по цезию-137 в БВ-1 и в БВ-2 почти на два порядка. В результате работы системы из БВ-1 (бассейн-выдержки) выведено 2440 Ки и из БВ-2 - 4481 Ки. Концерн "Росэнергоатом" и Белоярская АЭС разработали план мероприятий поэтапного вывода блоков 1 и 2 из эксплуатации с конкретными сроками их реализации.



По предложению Госатомнадзора России эксплуатирующая организация определила категорию блоков 1 и 2 Белоярской АЭС и представила в Госатомнадзор России необходимые документы для получения лицензии.

При снятии с эксплуатации энергоблоков N1,2 Белоярской АЭС ставились следующие задачи:

- разработка эффективных и экономичных методов долговременной консервации оборудования,
- разработка дешевых способов дезактивации трубопроводов и оборудования, в условиях когда не требуется их повторное использование,
- разработка методов и средств ускоренного демонтажа трубопроводов,
- решение вопросов сбора, транспортировки, переработки и захоронения РАО,
- получение опыта работы по снятию с эксплуатации блоков АЭС.

К сожалению, работам по снятию с эксплуатации Минатомом России был придан локальный характер, и намеченные цели и задачи не были выполнены.

Одним из самых трудных вопросов является утилизация ОТВС, т.к. радиохимические заводы Минатома России отказываются брать их на регенерацию, в связи с тем, что у них отсутствуют технология по переработке.

В настоящее время на станции действует только третий блок - экспериментальный реактор-размножитель на быстрых нейтронах БН-600 (ОК-505). Его строительство было начато в 1966 году, введен в эксплуатацию в 8 апреля 1980 году, а вывод из эксплуатации намечен после 2010 г.

В 1987 начал строиться четвертый блок с экспериментальным реактором БН-800. В 1988 году строительство было прекращено в связи с протестами общественности, а в июне 1992 года, по распоряжению Б.Ельцина, строительство снова продолжено.

Ниже приведено описание наиболее серьезных инцидентов происшедших на Белоярской АЭС:

- С 1964 по 1979 год неоднократно происходили разрушения топливных сборок активной зоны на первом блоке. В 1977 году произошло расплавление половины топливныхборок активной зоны на втором блоке. Ремонт длился около года. 31 декабря 1978 года произошел пожар на втором энергоблоке. Пожар возник от падения плиты перекрытия машинного зала на маслобак турбогенератора. Выгорел весь контрольный кабель. Реактор оказался без контроля. При организации подачи аварийной охлаждающей воды в реактор переоблучилось восемь человек [1];
- В августе 1992 года экспедицией Госкомчернобыля России в районе Белоярской АЭС обнаружены аномальные концентрации цезия-137, кобальта-60. Максимальная мощность излучения зарегистрирована на уровне около 1200 мкР/час и сформирована в основном излучением кобальта-60;
- 22 декабря 1992 года на станции при перекачке жидких радиоактивных отходов на спецводоочистку для ее переработки из-за халатности персонала было затоплено помещение обслуживания насосов ХЖО. Вода поступила в страховочный поддон и из-за его неплотности, также из-за переполнения попала в грунт под ХЖО, а затем по специальной дренажной сети, предназначенной для отвода грунтовых вод, - в водоем-охладитель. Общее количество ЖРО, попавших в поддон, около 15 м<sup>3</sup> суммарной активностью 6 Ки. Суммарная активность цезия-137, попавшего в пруд-охладитель, около 6 мКи. Этому инциденту был присвоен третий уровень опасности по международной шкале INES [1];
- 29 января 1993 года из-за участвовавших сбоев в технологическом процессе на Белоярской АЭС была расширена санитарно-защитная зона станции. Теперь ее радиус вырос с 8 до 30 километров и сравнялся по размеру с Чернобыльским [1];
- 7 октября 1993 года в 11 часов 19 минут третий блок Белоярской АЭС был остановлен по признакам повышения радиационного фона в вытяжной вентиляционной сети. Причины останова - утечка теплоносителя в одной из вспомогательных систем. Также, по словам директора станции, произошло незначительное возгорание. Происшествие оценено как инцидент первого уровня по шкале INES [2];
- 6 июня 1994 года, во время капитального ремонта, произошла утечка нерадиоактивного натрия из второго контура, из-за чего начался пожар. Персонал станции своими силами справиться не смог и вызвал пожарную бригаду. У нее также не оказалось средств для тушения натрия. После того, как утечка натрия была остановлена, уже вышедший натрий выгорел, и пожар сам прекратился [2].

### **Особенности реакторов на быстрых нейтронах.**

Главная особенность реакторов на быстрых нейтронах состоит в том, что они открывают возможность использования не делящихся в реакторах на тепловых нейтронах изотопов тяжелых элементов. В топливный цикл могут быть вовлечены запасы U-238 и Th-232, которых в природе значительно больше, чем U-235 - основного горючего для реакторов на тепловых нейтронах. В том числе может быть использован и так называемый "отвальный уран", оставшийся после обогащения ядерного горючего U-235.

Реакторы на быстрых нейтронах дают возможность расширенного воспроизводства ядерного горючего. Это значит, что например, на 100 разделившихся ядер горючего в реакторах на быстрых нейтронах образуется примерно 120-140 новых ядер, способных к делению.

Активные зоны реакторов на быстрых нейтронах (БН) весьма существенно отличаются от активных зон реакторов на тепловых нейтронах.

Экономически необходимая средняя глубина выгорания уран-плутониевого топлива в БН должна составлять 100-150 МВт\*сут/кг, т.е. она должна быть в 2,5-3 раза выше, чем в реакторах на тепловых нейтронах, что обусловлено высокой стоимостью топлива БН. Для достижения указанной глубины выгорания требуется высокая радиационная стойкость ТВЭЛ и ТВС БН, необходимая стабильность геометрических параметров, сохранение герметичности и пластичности оболочек ТВЭЛ, их совместимость с продуктами деления и устойчивость к коррозионному воздействию теплоносителя и т.п. Активная зона БН окружена в радиальном и осевом направлениях зонами воспроизводства (экранами), заполненными воспроизводящим материалом - обедненным ураном, содержащим 99,7-99,8 % U-238.

Главная же особенность использования уран-плутониевого топлива в БН состоит в том, что в его активной зоне процесс деления ядер быстрыми нейтронами сопровождается большим выходом (на 20-27%) вторичных нейтронов, чем в реакторах на тепловых нейтронах. Это создает основную предпосылку для получения высокого значения коэффициента воспроизводства и обеспечивает расширенное воспроизводство ядерного топлива в реакторах-размножителях.

Использование в качестве теплоносителя натрия ставит перед эксплуатацией АЭС следующие задачи.

Среди них следующие:

- чистота натрия используемого в БН. Возможно достичь даже 99,95 %, т.е. не более  $5 \cdot 10^{-4}$  примесей. Больше проблем вызывает примеси кислорода из-за участия кислорода в массопереносе железа и коррозии компонентов;
- натрий является очень активным химическим элементом. Он горит в воздухе и других окисляющих агентах. Горящий натрий образует дым, который может вызвать повреждение оборудования и приборов. Проблема усложняется в случае, если дым натрия радиоактивен. Горящий натрий в контакте с бетоном может реагировать с компонентами бетона и выделять водород, который в свою очередь взрывоопасен. Для устранения опасности, натрий и продукты его сгорания следует тщательно контролировать;
- возможность реакций натрия с водой и органическими материалами. Особенно это важно для конструкции парогенератора. Так как утечка из водяного контура в натриевый, приводит к быстрому росту давления.

Стабильность быстрых реакторов зависит от параметров, перечисленных ниже:

- пустотного натриевого коэффициента.

Изменение в реактивности происходит при изменении плотности натриевого теплоносителя (или полного оголения АЗ). Натриевый пустотный коэффициент может быть положительным или отрицательным, зависит от размеров АЗ, геометрии и состава материалов;

- механических расширений ТВЭЛ.

При увеличении уровня мощности реактора, происходит тепловое расширение топливных сборок. Это эффективно увеличивает размеры АЗ, тем самым уменьшается ее реактивность;

- радиоактивность первого контура.

Радиоактивные изотопы N-24,22 (азот) является продуктами активации, возникающими вследствие нейтронного облучения натрия первого контура, периоды полураспада N-24,22 составляют соответственно 15 ч и 2,6 года. Как результат радиоактивность натрия первого контура остается высокой в течение значительного времени после остановки реактора. Касаясь только N-24, отметим, что требуется более четырех суток после остановки реактора, прежде чем персонал может находиться вблизи больших количеств натриевого теплоносителя.

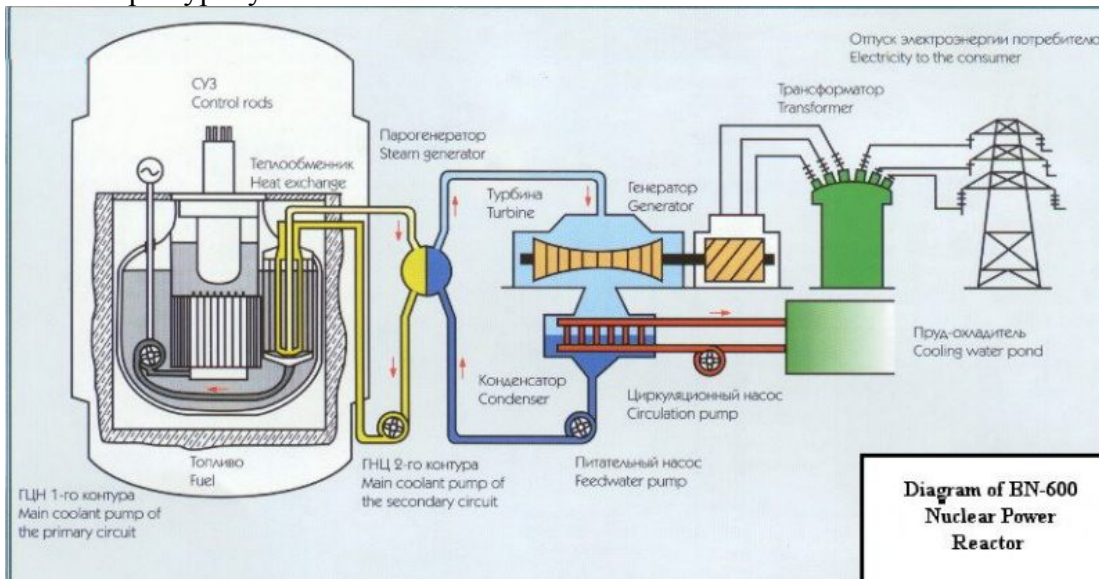
Переход к серийному сооружению АЭС с БН осложнено многими неотработанными в промышленном масштабе технологическими процессами и нерешенными вопросами оптимальной организации их ядерного топливного цикла (ЯТЦ), который должен базироваться на плутонии и может быть только замкнутым с очень коротким (до 1 года) временем внешнего цикла (химическая переработка отработавшего топлива и дистанционно управляемое изготовление свежего топлива).

Удельные капиталовложения в АЭС с БН в настоящее время значительно (1.5-2 раза) превышают удельные капиталовложения в АЭС с реакторами на тепловых нейтронах. Сдерживающее влияние на развитие БН оказывает также пока благополучное положение в мире с ресурсами относительно дешевого урана.

### Краткая характеристика энергоблока БН-600.

Сооружение энергоблока № 3 с реактором БН-600 Белоярской АЭС было произведено на основании Постановления Совета Министров СССР № 800-252 от 29.06.1966 г.

Энергоблок № 3 с реактором на быстрых нейтронах БН-600 был введен в эксплуатацию 08.04.1980 г. и предназначен для производства электроэнергии в базовом режиме и вторичного ядерного топлива. В состав энергоблока входят: реактор БН-600 тепловой мощностью 1470 МВт, три парогенератора типа ПГН-200М и три турбоустановки типа К-210-130-3.



Реактор расположен в бетонной шахте, облицованной стальным листом толщиной 10 мм. Сверху шахту с реактором перекрывает верхняя биологическая защита. Компонка реактора БН-600 является интегральной, при которой все оборудование как собственно реактора (активная зона и зона воспроизводства, внутрикорпусные устройства с напорной камерой, коллекторами и нейтронной подпоркой, СУЗ и их исполнительные механизмы), так и оборудование I контура (основные трубопроводы, главные циркуляционные насосы, промежуточные теплообменники) размещаются в общем баке-корпусе реактора. Корпус реактора заключен в страховочный корпус. Теплоносителем I контура является натрий.

В качестве топлива используется высокообогащенная двуокись урана-235 (17, 21, 26%). Активная зона условно представляет собой цилиндр диаметром 2 м, высотой 1 м и окружена зоной воспроизводства из обедненной двуокиси урана, в которой осуществляется наработка вторичного топлива – плутония (было проведено несколько экспериментов по загрузке реактора смешанным уран-плутониевым топливом).

Технологические схемы II и III контуров являются независимыми и выполнены по трехпетлевому принципу (технологическая схема одной петли показана на нижеследующем рисунке). Каждая петля по стороне II контура включает в себя два промежуточных теплообменника (расположены в корпусе реактора), парогенератор ПГН-200М, буферную емкость натрия, главный циркуляционный насос и трубопроводы. Теплоносителем II контура является натрий. Геометрическое расположение оборудования I и II контуров обеспечивает превышение статического давления столба натрия II контура над натрием I контура, что в сочетании с низким давлением в реакторе исключает перетечки радиоактивного натрия I контура во II контур при нарушении межконтурной плотности ПТО. Парогенератор является прямоточным и выполнен 8-ми секционным. Каждая из секций парогенератора может быть отключена в случае необходимости запорной арматурой. Секция включает в себя три модуля: испарительный, основной пароперегревательный и промежуточный пароперегревательный.

Каждая петля по стороне III контура включает секционный парогенератор типа ПГН-200М, турбину типа К-200-130-3 со вспомогательным оборудованием, деаэрактор 6 ата, три питательных насоса (ПЭН) и один аварийный питательный насос (АПЭН). Схема и оборудование III контура являются типовыми и широко используются на ТЭС аналогичных параметров.

Отвод тепла в реакторе осуществляются тремя петлями I контура (расход натрия через реактор составляет 25000 т/ч). “Горячий” натрий с температурой  $550^{\circ}\text{C}$ , выходящий из активной зоны и зоны воспроизводства, поступает на вход шести промежуточных теплообменников (ПТО) “натрий-натрий”. В ПТО натрий I контура проходит по межтрубному пространству сверху вниз и отдает тепло натрию II контура, поднимающемуся вверх по трубкам. После ПТО охлажденный натрий I контура с температурой не более  $377^{\circ}\text{C}$  поступает в сливные камеры, а из сливных камер, - на всас ГЦН I контура. От каждого ГЦН I контура натрий с расходом 8330 т/ч поступает в напорную камеру, где происходит его распределение по коллекторам на охлаждение активной зоны, зоны воспроизводства, внутриреакторного хранилища и корпуса реактора. Отвод тепла от ПТО осуществляется натрием II контура (расход натрия по петле II контура составляет 7300 т/ч). “Холодный” натрий II контура с температурой  $310^{\circ} - 320^{\circ}\text{C}$  с помощью ГЦН II контура подается в ПТО и по центральной опускной трубе поступает в нижний коллектор, проходит через выравнивающую решетку и раздается по теплообменным трубкам ПТО. После ПТО “горячий” натрий II контура с температурой  $510^{\circ}\text{C}$  поступает в раздающий коллектор парогенератора (ПГ), из которого поступает сверху вниз в межтрубное пространство основных и промежуточных пароперегревательных модулей ПГ, а затем по переливным трубопроводам, - в межтрубное пространство испарительных модулей. Охлажденный в ПГ натрий II контура поступает в “холодный” коллектор и бак буферный натриевый (ББН). Из ББН натрий II контура поступает во всасывающий коллектор ГЦН II контура и далее в ПТО соответствующей петли. Циркуляция среды по стороне III контура осуществляется по следующей схеме. Питательная вода с расходом 660 т/ч и температурой  $240^{\circ}\text{C}$  с помощью двух работающих ПЭН подается последовательно в испарительные и основные пароперегревательные модели ПГ. Образующийся после ПГ пар при давлении 120-130 кгс/см<sup>2</sup> и температуре  $500-505^{\circ}\text{C}$  по двум паропроводам острого пара подается в ЦВД ТГ. Отработанный пар после ЦВД при давлении 28-29 кгс/см<sup>2</sup> и температуре  $290-300^{\circ}\text{C}$  поступает по двум паропроводам ХПП в промежуточные пароперегревательные модули ПГ, где нагревается до температуры  $500-505^{\circ}\text{C}$ , и по четырем паропроводам ГПП поступает в ЦСД, ЦНД ТГ и сбрасывается в конденсатор. Далее конденсат подается на БОУ (предусмотрена 100 %-я очистка конденсата) и в систему регенеративного подогрева, деаэрактор 6 ата и во всасывающий коллектор ПЭН.

Схема электроснабжения построена по петлевому принципу, т.е. нагрузка каждой петли запитывается от своего трансформатора нужд (ТСН). Общестанционная нагрузка распределена по блочным секциям КРУ - 6 кВ и щита 0,4 кВ.

Все электроприемники СН по степени надежности электроснабжения относятся к потребителям I, II категории и имеют два независимых источника питания: рабочее питание от трансформаторов собственных нужд ТСН-4,5,6 и резервное, включаемое по АВР, от резервного трансформатора ТСНР-2. Электроприводы механизмов СН, участвующих в аварийном расхолаживании, а также система СУЗ, КИП и др., кроме рабочего и резервного источников питания, имеют автономный источник (дизель-генераторы и аккумуляторные батареи с обратимыми двигатель-генераторами). Указанные потребители запитываются от сети надежного питания.

Энергоблок предназначен для работы в базовом режиме. Плановый коэффициент использования установленной мощности энергоблока (без учета потери нагрузки на теплофикацию) составляет 76 % и обусловлен необходимостью перегрузки топлива и проведения планово-предупредительного ремонта основного оборудования. Фактический КИУМ в последние годы соответствует плановому, а с учетом теплофикации - он выше. Переход на модернизированную активную зону позволил исключить внеплановые остановки энергоблока и снижения мощности из-за разгерметизации ТВЭЛ. С 1980 г. по 1986 г. реактор БН-600 работал с активной зоной первого типа загрузки при максимальном выгорании топлива 6,1 % т.а. в ТВС зоны малого обогащения (ЗМО) и 8,3 % т.а. в ТВС зоны большого обогащения (ЗБО), в течение 1986 - 1987 г. была осуществлена первая модернизация активной зоны, с введением еще одной зоны обогащения - зоны среднего обогащения (ЗСО) - за счет уменьшения ЗМО и ЗБО, при этом максимальное выгорание топлива составило в ТВС ЗМО 6,5 % т.а., в ТВС ЗСО 6,9 % т.а. и в ТВС ЗБО 8,3 % т.а. В течение 1988-1990 г. реактор работал с активной зоной. В течение 1991-1993 г. был осуществлен перевод реактора на активную зону второй модернизации, при этом максимальное выгорание топлива составило: в ТВС ЗМО 9,0 % т.а., в ТВС ЗСО 9,5 % т.а., в ТВС ЗБО 10,0 % т.а. Проводятся работы по повышению выгорания до 12-15 % т.а.

### **Режимы работы и выдачи электроэнергии.**

Энергоблок № 3 с реактором БН-600 предназначен для работы в базовом режиме работы и не участвует в регулировании нагрузки в энергосистеме. Маневренные характеристики энергоблока определяются возможностью маневренных характеристик реакторной установки и турбоустановок.

Предусмотрены следующие режимы нормальной эксплуатации: пуск блока из холодного, неостывшего (горячего) состояния на трех и двух петлях циркуляции, ввод в работу третьей петли на работающем блоке, работа блока на энергетическом или сниженном уровне мощности на трех и двух петлях циркуляции, плановый останов блока на трех и двух петлях циркуляции, отвод остаточного тепловыделения реактора, перегрузка реактора.

### **Главная схема электрических соединений.**

Энергоблок с реактором БН-600 является составной частью энергетической системы, входящей в объединенную энергосистему Европейской части РФ.

Выдача мощности предусмотрена на напряжениях 110 и 220 кВ. Шины распределительного устройства связаны с помощью двух автотрансформаторов мощностью 120 МВА и 240 МВА. Оба ОРУ, сооруженные с первой очередью АЭС выполнены с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на присоединение. Связь с энергосистемой осуществляется по высоковольтным линиям 110 и 220 кВ. Три электрических

блока генератор-трансформатор через повысительные трансформаторы мощностью 250 МВА подключены к шинам ОРУ 220 кВ; при этом, для уменьшения вероятности отключения установки из-за отказа шин, один из трех электрических блоков подключен к шинам через два выключателя. Благодаря установке генераторных выключателей, питание собственных нужд АЭС от внешних источников возможно как от шин ОРУ 220 кВ через рабочие трансформаторы (при неработающей установке), так и от специального резервного трансформатора мощностью 32/16-16 МВА, который подключен к цепи 110 кВ автотрансформатора связи 120 МВА через свой выключатель.

### **Компоновка основных сооружений и оборудования.**

В основу компоновки блока принято параллельное расположение взаимно примыкающих друг к другу самостоятельных отделений, технологически связанных единой цепью выработки электроэнергии с использованием тепла, получаемого в реакторе.

Главный корпус состоит из:

- машинного зала;
- реакторного отделения;
- парогенераторно-деаэрационной этажерки;
- этажерки вспомогательных устройств.

В свою очередь, помещения главного корпуса категорированы на зоны: зону свободного режима и зону строгого режима.

К зоне строгого режима отнесены помещения реакторного отделения, в которых размещено радиоактивное оборудование и трубопроводы, а также помещения с оборудованием натриевых систем II контура, включая боксы парогенераторов. В зону строгого режима включена также часть помещений с оборудованием электрообогрева, которое территориально не может быть отделено от обогреваемого оборудования и трубопроводов. Вход в зону строго режима, а также выход из нее осуществляется только через санпропускники.

Помещения зоны строгого режима разделены на:

- необслуживаемые помещения, где размещаются технологическое оборудование и коммуникации, являющиеся основными источниками радиоактивного излучения и загрязнения;
- периодически обслуживаемые помещения;
- помещения постоянного пребывания персонала в течение всей смены.

Оборудование и трубопроводы третьего пароводяного контура установки, силовое электрическое оборудование, приточные вентиляционные установки, а также щитовые устройства управления блоком размещены в помещениях свободного режима, к которым относятся машинный зал и частично парогенераторно-деаэрационное отделение и этажерка вспомогательных устройств.

Взаимное высотное расположение основного оборудования реакторной установки и парогенераторов обусловлено необходимостью обеспечения естественной циркуляции натрия II контура в режиме аварийного расхолаживания установки.

### **Компоновка машинного зала.**

Пролет машинного зала 45 м, длина 156 м, шаг колон каркаса 12 м.

В конструктивном отношении машинное отделение представляет собой каркасную конструкцию: сборные железобетонные колонны с шагом 12 метров, сборные железобетонные кровельные плиты по металлическим фермам. Фундаменты монолитные

железобетонные, стеновые панели сборные керамзитобетонные. Для обслуживания оборудования машинного зала имеются два мостовых крана.

Расположение ТГ- поперечное, шаг между турбоустановками 36 м. Машинное отделение имеет подвальное помещение с отметкой пола - 3.30 м по всей длине, за исключением пролета в осях 12-13 временного торца. Отметка оперативного обслуживания турбин 9.00 м.

Со стороны временного торца машзал связан проходным тоннелем трубопроводов с баками запаса чистого и грязного конденсата, установленными вне главного корпуса.

Со стороны постоянного торца машзал связан проходным тоннелем трубопроводов с главным корпусом I очереди, другим тоннелем, - со вспомогательными сооружениями на площадке 3 энергоблока.

### **Компоновка парогенераторно-деаэрационной этажерки.**

Парогенераторно-деаэрационная этажерка - сооружение каркасного типа, пролетом 12 м. Колонные - сборные железобетонные, фундаменты монолитные железобетонные. Ригели и плиты перекрытий и покрытия - сборные железобетонные. Стеновые панели - сборные керамзитобетонные. Шаг колонн - 12 м, длина этажерки - 168 м.

Жесткость контрукций в поперечном направлении создается рамными узлами между колоннами и сборными железобетонными распорками.

Этажерка отрезана температурным швом от реакторного отделения и имеет температурный шов по длине.

Парогенераторно-деаэрационная этажерка поставлена на скальное основание, фундаменты столбчатые монолитные железобетонные, все конструкции выполнены из бетона марки 400.

В парогенераторно-деаэрационной этажерке размещены ПГ, деаэраторы, электротехнические устройства, щитовые помещения, оборудование систем вентиляции. ПГ по условиям пожаровзрывобезопасности заключен в изолированный бокс, отнесенный к зоне строгого режима.

Каждый бокс оборудован необходимыми лестницами и площадками обслуживания и поддонами для сбора натрия.

Боксы ПГ в соответствии со СНиП 2.09.02-85 оборудован быстросбрасываемыми панелями для сохранения несущих конструкций здания в случае аварии взаимодействия натрия с водой. Предусмотрена система сброса продуктов взаимодействия из ПГ при разуплотнении теплопередающих трубок.

Оборудование системы сброса продуктов взаимодействия ПГ расположено в этажерке вспомогательных устройств.

Привода арматуры вынесены в обслуживаемое помещение между ПГ.

### **Компоновка этажерки вспомогательных устройств.**

В конструктивном отношении этажерка вспомогательных устройств представляет собой каркасное сооружение. Колонны и ригели - стальные. Фундаменты - монолитные железобетонные, перекрытия из сборных железобетонных плит. Шаг колонн - 6 м.

Этажерка вспомогательных устройств расположена в рядах В-Г-Г2 и имеет пролет 12 м. Этажерка предназначена для размещения вспомогательного оборудования зоны строгого режима и свободного режима.

В постоянном торце размещены санпропускники зоны строгого режима.

Этажерка вспомогательных устройств связана с помещениями ПГ лестничными клетками зоны свободного режима.

### **Компоновка реакторного отделения.**

Реакторное отделение расположено в рядах Г-Д, в осях 3-8, - 36 м и 60 м, высота 70 м. Здание выполнено в монолитных железобетонных конструкциях. Фундаментом реакторного отделения вместе с этажеркой вентиляции является монолитная железобетонная плита из бетона марки 200.

Реакторное отделение построено на монолитной неразрезной железобетонной плите из гидротехнического бетона марки 200. Плита забетонирована отдельными участками строительных швов замыкания. Подвальная часть реакторного отделения имеет наружную литую вертикальную и горизонтальную изоляцию, исключающую поступление наружных вод в подвал реакторного отделения. В подвале помещения и боксы с натриевыми системами имеют облицовку пола и стен из нержавеющей стали толщиной 3 мм.

Стены монолитные железобетонные из бетона марки 400, а торцевые стены центрального зала выше отметки 24,00 выполнены из сборных железобетонных блоков.

Центральный зал выше отметки 24,00 образован двумя монолитными железобетонными стенами из сборных железобетонных блоков толщиной 600 мм. Торцевые стены имеют сквозную горизонтальную арматуру.

Кровля - сборные железобетонные ребристые плиты по металлическим фермам с шагом 12 м.

На отметку обслуживания центрального зала реакторного отделения и в пристройку вокруг реактора выведены механизмы и привода механизмов, не имеющие прямого контакта с радиоактивным оборудованием и доступные для обслуживания эксплуатационным персоналом.

Пол центрального зала имеет проемы, закрываемые защитными щитами, для возможности доступа к оборудованию, обслуживание которого осуществляется мостовыми кранами центрального зала.

На энергоблоке предусмотрено дистанционное удаление с помощью защитных герметичных контейнеров выемных частей главных циркуляционных насосов I и II контуров, фильтр-ловушек, механизмов СУЗ, ионизационных камер, промежуточных теплообменников в шахты-могильники или шахты выдержки и обмывки оборудования от натрия перед проведением ремонтных операций.

Для выполнения операций, связанных с удалением отработавших ТВС из бассейна выдержки, расположенного в этажерке рядов Д-Е, вдоль ряда А реакторного отделения проектом предусмотрен транспортный коридор, в который заводится специальный железнодорожный вагон-контейнер перевозки отработавших ТВС. Для выполнения транспортных операций, связанных с ремонтом, монтажными и демонтажными работами и так далее, предусмотрен второй транспортный коридор с железнодорожными путями, который имеет выход в центральный зал реакторного отделения через монтажный проем на отм. 24,00, закрываемый съёмным перекрытием.

### **Компоновка этажерки вытяжного устройства.**

В конструктивном отношении - это сборно-монолитная этажерка. Колонны сборные железобетонные, стены до отм. 21,60 монолитные, выше - сборные железобетонные панели, ригели и плиты перекрытий - сборные железобетонные, кровля - монолитная железобетонная, на которой на отм. 68,40 расположена вентиляционная труба.

Этажерка вытяжного вентиляционного устройства находится в осях 3-11, рядов Д-Е, имеет пролет 12 м.

От отм. - 3.30 до отм. 21.60 расположен бассейн выдержки. Выше отм. 21.60 установлены вытяжные вентиляторы вентиляционных систем зоны строгого режима. Выброс воздуха из помещений осуществляется в вентиляционную трубу, установленную на кровле этажерки Д-Е, отметка верха венттрубы составляет 100 м.

Блочный щит управления вытяжного вентцентра и подщитовое помещение находятся на отм. 24.00 и 21.60 этажерки Д-Е.

Непосредственно к помещениям бассейна выдержки со стороны оси 8 примыкает пристройка “горячей” камеры, в которую передаются на исследование отработавшие ТВС из бассейна выдержки.

### **Краткая характеристика систем безопасности.**

При проектировании и сооружении энергоблока № 3 для предупреждения аварий и ограничения их последствий были предусмотрены системы безопасности. Условно все системы безопасности по их назначению разделены на защитные, локализирующие, обеспечивающие и управляющие.

К защитным системам безопасности отнесены системы, предназначенные для предотвращения или ограничения повреждений ядерного топлива, оболочек твэл, I контура и предотвращения ядерных аварий, а именно: система аварийной защиты реактора (органы аварийной защиты), система аварийного расхолаживания реактора, система защиты основного и страховочного корпусов реактора от превышения давления, система защиты от превышения давления во II контуре, натриевый контур охлаждения БОС.

К локализирующим системам безопасности отнесены системы, предназначенные для предотвращения или ограничения распространения внутри АЭС и выхода в окружающую среду выделяющихся при авариях радиоактивных веществ, а именно: страховочный корпус реактора, страховочный корпус БОС, страховочный кожух на участках вспомогательных трубопроводов I контура и трубопровода перелива натрия из реактора до отсекающей арматуры, страховочный кожух на участках трубопроводов натриевого контура охлаждения БОС до отсекающей арматуры, защитный колпак реактора, помещения I контура с системой пожаротушения натрия и система спецвентиляции.

К обеспечивающим системам безопасности отнесены системы, предназначенные для снабжения систем безопасности энергией, рабочей средой и создания условий их функционирования, а именно: система надежного электроснабжения, контур технического водоснабжения (I, II ступень).

К управляющим системам безопасности отнесены системы, предназначенные для приведения в действие систем безопасности, осуществления контроля и управления ими в процессе выполнения заданных функций, а именно: система формирования сигналов и размножения контактов БАЗ; система формирования сигналов “обесточивание с.н.” и схема АСП; схема формирования защиты реактора от повышения частоты вращения ГЦН I контура; схема защиты, обеспечивающая запрет закрытия более одного ОК на напоре ГЦН I контура.

### **Анализ соответствия энергоблока № 3 Белоярской АЭС требованиям “Общих положений обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97)” ПНАЭ Г- 1-011-97.**

№	Содержание отступления	Пункт правил	Выводы и влияние отступления на безопасность

1	2	3	4
1.	Не по всем системам и элементам, важным для безопасности, проведены расчеты, подтверждающие выполнение ими своих функций при землетрясениях выше ПЗ, т.к. в период проектирования и сооружения энергоблока промплощадка БАЭС относилась к несейсмичной зоне.	4.1.5.	Влияет на безопасность, поскольку при сейсмических воздействиях интенсивностью выше ПЗ возможен выход (при отсутствии подтверждающих расчетов на сейсмостойкость) из строя элементов 3 контура, участвующего в расхолаживании энергоблока.
2.	Отсутствует РЦУ (РПУ).	4.4.1.1.2. 4.4.3	Не влияет на безопасность, поскольку останов, расхолаживание и контроль за состоянием РУ при исходных событиях, связанных с потерей БЦУ, обеспечивается с местных щитов контроля и управления (МЩ), совокупность которых представляет собой децентрализованный РЦУ. Территориальное разделение МЩ исключает их одновременный выход по общей причине при любых исходных событиях.
3.	Имеющаяся сеть непрерывных измерений мощности дозы ионизирующих излучений не позволяет производить контроль по всем направлениям санитарно-защитной зоны и зоны наблюдения.	5.4.4.	При проектных и запроектных авариях оценка и прогнозирование радиационной обстановки на окружающей местности может не обеспечить полную оценку радиационного воздействия на население по всем направлениям санитарно-защитной зоны и зоны наблюдений.

Проект энергоблока с реактором БН-600 разработан без учета требований действующих правил и норм по безопасности. В нем не решены вопросы обеспечения независимости каналов управления и электроснабжения систем безопасности, оснащения ряда элементов оборудования первого контура страховочными корпусами на случай течи натрия.

Отдельные проблемы и задачи при эксплуатации БН-600 носят общий характер для любых натриевых установок. Одной из них является принципиальная возможность межконтурной неплотности парогенераторов натрий-вода. Для ее решения принята концепция секционного парогенератора (отключается только секция с межконтурной неплотностью, парогенератор остается в работе), обоснованы и применены системы обнаружения течи и защиты от последствий течи натрия. За время эксплуатации было выявлено 12 межконтурных неплотностей.

Другой серьезной проблемой влияющей на безопасность БН-600 являются течи натрия. За время эксплуатации энергоблока произошло 27 течей, пять из них на системах с радиоактивным натрием, 14 сопровождалось горением натрия, пять были вызваны неправильным ведением ремонтных работ или операциями ввода/вывода в ремонт. Количество вытекшего натрия составляло в разных случаях от 0.1 до 1000 кг при среднем 2 кг.

Основными причинами течей натрия являлись для трубопроводов – недостаточная компенсация и дефекты изготовления, для арматуры – конструктивное несовершенство, для системы приемки натрия – фланцевые соединения.

По параметру «воздействие на площадку», как и по параметру «ухудшение эшелонированной защиты». Наиболее серьезным нарушением являлась течь теплоносителя 07.10.93 г. на трубопроводе диаметром 48 мм системы очистки натрия первого контура (1 уровень по INES). Данное событие привело к выходу радиоактивности через вентиляционную трубу.

### **Использование оружейного плутония в быстрых реакторах. МОХ-топливо. Распространение ядерных материалов.**

Минатом России разворачивает работы по утилизации российского плутония, извлекаемого из ядерного оружия, и использованию его в виде МОКС - топлива для реакторов различного типа, в том числе использования в быстрых реакторах.

В связи с предстоящим переходом от ограниченного использования технологий обращения с плутонием, извлекаемым из боеприпасов, к крупномасштабным работам по разборке боеприпасов, растворению плутония, конструированию и изготовлению МОХ-топлива, его промышленному использованию на АЭС - с реакторами типа ВВЭР и БН, обращению с отработавшим МОХ-топливом и образующимися при этом РАО, а также к регулярным перевозкам плутоний - содержащих материалов, необходимо сразу отметить, что:

- федеральные нормы и правила обеспечения ядерной и радиационной безопасности при реализации перечисленных работ отсутствуют;
- ведомственная нормативная база не может быть использована, так как, носит закрытый характер («секретно» и «совершенно секретно») и охватывает узкий круг технологий оружейного характера, не предусматривавших использование оружейного плутония в качестве компонента топлива АЭС;
- вопрос обеспечения ядерной и радиационной безопасности при утилизации плутония (в том числе, контроль состояния защиты персонала, населения, окружающей среды) изучен недостаточно. Особого внимания требует вопрос об обращении с радиоактивными отходами, содержащими соединения оружейного плутония.

Из выступления В.Н.Михайлова [3] на заседании РАН РФ «...Оружейный плутоний получен с колоссальными затратами труда. Он в 4 раза дороже 90-процентного урана-235...  
...стоимость вырабатываемого ими электричества достаточно высока, причем 1 кВт · ч, полученный на реакторе на быстрых нейтронах, в 2 раза дороже по сравнению с легководным...

...1% плутония-240 в 1 кг материала дает  $10^4$  нейтронов в секунду. Работа с промышленным плутонием, в том числе изготовление топлива, перевозка и т.д., очень сложна».

Экспериментальное использование плутония в качестве топлива было осуществлено в нескольких реакторах. В экспериментальном реакторе на быстрых нейтронах БР-10 в Физико-Энергетическом Институте прошли испытания двух активных зон из оксида плутония оружейного состава. В реакторе БОР-60 в Научно-исследовательском институте ядерных реакторов в Димитровграде были испытаны и исследованы большие партии ТВЭЛов из смешанного уран- плутониевого топлива, изготовленного по разным технологиям с плутонием различного изотопного состава. Этот реактор был пущен в 1969 году и в течении многих лет работает на смешанном оксидном топливе на основе энергетического плутония. В реакторе БН-350 на Шевченковской АЭС в Казахстане прошли реакторные испытания смешанного топлива, содержащего 350 кг оружейного плутония. К настоящему времени в реакторах БН-350 АЭС в Казахстане и БН-600 Белоярской АЭС испытано около двух тысяч ТВЭЛов на основе плутониевого топлива.

Проект реактора БН-800 Южно-Уральской АЭС рассчитан на использование 2,3 тонн плутония для начальной загрузки и 1,6 тонн для

**Рис.1.Схема производства и «сжигания» МОХ-топлива в бридерах.**



ежегодной подпитки.

Утилизация плутония в реакторах на быстрых нейтронах может производиться путем «сжигания» его в активной зоне, что превращает реактор из производителя плутония в его потребитель (необходимо принять во внимание, что это вовсе не означает, что потребляется весь плутоний: в отработанном топливе его содержится лишь немного меньше, чем в свежем). С точки зрения ядерного распространения одна из проблем, связанных с бридерами состоит в

том, что ядерные материалы входящие в ядерное топливо могут быть использованы снова, что позволит использовать эти реакторы для производства большего количества плутония, включая оружейный.

Концентрация плутония в МОХ-топливе для бридеров существенно выше, чем для легководных реакторов. В целях утилизации плутония Минатом РФ предлагает построить еще два реактора на Южно-Уральской АЭС.

Минатом РФ утверждает, что реакторы БН-800 могут полностью работать на МОХ-топливе. Так согласно Совместному исследованию, они способны утилизацию 50 т плутония в течение 30 лет. Однако учитывая серьезность данной проблемы, необходимо провести новые и независимые исследования по этому вопросу.

### Проект БН-800.

Осуществляемая Минатомом политика в области ядерной энергетики определена "Программой развития атомной энергетики РФ на 1993-2005 годы и на период до 2010 года". В ней поставлены задачи обеспечения безопасного и конкурентоспособного функционирования ядерно-энергетического комплекса и создания усовершенствованных АЭС для сооружения в следующем десятилетии. В частности, стратегия предусматривает сооружение и ввод в эксплуатацию до 2009 года энергоблока БН-800 Белоярской АЭС.

Проект энергоблока БН-800 Белоярской АЭС был разработан еще в 1983 г. и с тех пор дважды модернизировался:

- в 1987 г., после аварии на Чернобыльской АЭС;
- в 1993 г., в соответствии с новой нормативной документацией по безопасности.

При корректировке проекта был использован опыт 20-летней эксплуатации энергоблока БН-600 Белоярской АЭС.

Проект энергоблока БН-800 прошел все необходимые экспертизы и согласования, в том числе независимую экспертизу комиссии Свердловской области (1994 г.). Результаты всех экспертиз и согласований положительные, 26 января 1997 г. получена лицензия Госатомнадзора РФ № ГН-02-101-0007 на сооружение блока №4 Белоярской АЭС с реакторной установкой БН-800.

Проектом предусмотрено сооружение на площадке Белоярской АЭС энергоблока с реактором на быстрых нейтронах, охлаждаемым натрием. Применение в реакторе БН-800 уран-плутониевого топлива позволяет не только использовать запасы энергетического плутония, но и утилизировать оружейный плутоний, а также "сжигать" долгоживущие изотопы (актиниды) из облученного топлива тепловых реакторов.

Реакторная установка БН-800, как декларируется Минатомом РФ, обладает такими физическими и конструктивными характеристиками безопасности, как стабильность характеристик активной зоны, высокая теплоемкость и наличие естественной циркуляции в 1 и 2 контурах, позволяющие в течение длительного времени отводить остаточное тепловыделение реактора, низкое рабочее давление 1 контура, наличие промежуточного нерадиоактивного натриевого контура.

По сравнению с прототипом БН-600 в проекте БН-800 реализованы следующие новые решения по безопасности:

- трёхканальная защитная система безопасности аварийного отвода тепла от реактора к воздуху (САРХ (ВТО));
- активная зона с нулевым пустотным эффектом реактивности;
- поддон для сбора расплава активной зоны в случае запроектных аварий;
- пассивная система автоматической защиты;
- система периодической очистки натрия от цезия;
- герметичный кожух вокруг напорной камеры реактора.

Сейсмостойкость основных зданий и сооружений в усовершенствованном проекте повышена на 1 балл, а ресурс оборудования увеличен до 40 лет.

Строительство энергоблока №4 осуществляет генеральный подрядчик АО "Уралэнергострой", имеющий опыт сооружения энергоблока БН-600 и других энергетических объектов на территории Свердловской области. Всего с начала работ по реализации проекта энергоблока БН-800 освоено около 10% стоимости всего строительства.

### **БРЕСТ-300.**

В последнее время Минатомом России усиленно проталкивается проект быстрого реактора БРЕСТ с топливом UN-PuN и со свинцовым охлаждением. Были выполнены проекты реакторов мощностью от 300 до 1200 МВт (эл.), проведены их конструкторские и расчетные исследования и оптимизация. Выполнены эксперименты на U-Pu-Pb критсборках по обоснованию физических характеристик с корректировкой ядерных данных, коррозионные испытания сталей на циркуляционных РЬ-петлях, эксперименты по взаимодействию РЬ с воздухом и водой высоких параметров, нитридного топлива с РЬ и стальными оболочками и др.

Расчетные исследования максимальной проектной аварии, показали, что реактор рассматриваемого типа способен "пережить" ее без разрушения топлива при ограниченных радиоактивных выбросах. Изучение гипотетических аварий показало, что ввод реактивности до нескольких  $\beta_{эф}$  со скоростью до 50  $\beta$  /с не приводит к закипанию свинца и выделению большой механической энергии и что близость плотностей топлива и свинца и его конвективные течения препятствуют коллапсу топлива с образованием вторичной критмассы при постулированном разрушении топлива.

Конструкция LCFR-Pb несколько упрощена по сравнению с LMFR-Na:

- одинарный корпус или бассейновая конструкция без металлического корпуса (размещение реактора непосредственно в бетонной шахте с термоизоляцией между бетоном и свинцом);
- двухконтурная схема основного и аварийного охлаждения, отвод остаточного тепла естественной циркуляцией воздуха по трубам, расположенным в свинце первого контура;
- система перегрузки топлива без его обмывки от Na;
- управление реактивностью главным образом расположенными в боковом бланкете трубами со свинцом, уровень которого регулируется давлением газа;
- пассивные средства управления и защиты, в том числе порогового действия, высокий уровень естественной циркуляции теплоносителя, снижение требований быстродействия с упрощением системы управления и защиты;
- упрощение конструкции парогенераторов с исключением быстродействующих систем контроля течей и арматуры;
- упрощение противопожарных, вентиляционных и других вспомогательных систем и оборудования, помещений контуров охлаждения и других сооружений АЭС.

Выполненный технико-экономический расчет АЭС БРЕСТ 2x1200 МВт подтверждает возможность снижения капитальных затрат на АЭС и стоимости производимой электроэнергии по сравнению с АЭС с реактором ВВЭР.

Практический опыт реакторов с тяжелым теплоносителем, многочисленные реакторные эксперименты по нитриднему топливу и выполненные в ходе разработки концепции расчетные и экспериментальные исследования делают ее принципиальные аспекты достаточно ясными, чтобы приступить к технической разработке. К настоящему времени в России выполнен 1-й этап технического проекта демонстрационного блока АЭС БРЕСТ-300 с топливным циклом, завершение которого вместе с основными расчетными и опытными обоснованиями намечено на 2002 г. Планируется сооружение блока на площадке Белоярской

АЭС в пределах 2010 г. Затраты на разработку программы НИОКР и сооружения БРЕСТ-300 с опытным производством топливного цикла оценены для случая выполнения этой работы Россией около 1 млрд. долл. На основе опыта БРЕСТ-300 в пределах 2030 г. намечены разработка и сооружение головной АЭС этого типа.

## **Некоторые вопросы экономики БН-800.**

### **1. Характеристика представленных на экспертизу материалов**

В качестве материалов для экспертной оценки величины себестоимости отпускаемой электроэнергии взят «Бизнес-план сооружения энергоблока БН-800 Белоярской АЭС» разработанный станцией 15 июня 1995 г., который содержит следующие разделы:

- анализ состояния атомной энергетики России и регионального энергетического рынка (Урал) (стр. 8-25);
- оценку потребности в кредитных ресурсах для финансирования строительства блока БН-800 и основных источников и условий погашения кредитов и процентов по ним (стр. 26-32);
- описание текущего состояния проекта III очереди расширения Белоярской АЭС, в том числе, проведенных к моменту подготовки бизнес-плана работ (стр. 32-43);
- анализ документационной обеспеченности технического проекта III очереди расширения Белоярской АЭС и основные направления ее корректировки и доработки, направленной на улучшение проекта (стр. 40-41);
- предлагаемый план-график строительства энергоблока БН-800, обеспечивающий сокращение сроков строительства по сравнению с заложенными в проект, с оценками необходимого числа рабочих на строительстве (стр. 46-71);
- организационную структуру управления строительством (стр. 71-74);
- описание рисков, возможных при реализации проекта (стр. 74-76).

В Приложении к бизнес-плану приведена переписка между областными и федеральными органами управления, решения, постановления и другие документы, связанные с реализацией проекта. Из переписки с очевидностью следует, что от решения вопроса о финансировании строительства чиновники - распорядители бюджетных средств - уклоняются. При этом особых, кроме традиционного "отсутствия денег" в бюджете, причин невыполнения бюджетных обязательств не приводится.

Бизнес-план содержит проектные технико-экономические показатели производства электроэнергии на энергоблоке БН-800, рассчитанные в ценах 1991 года (стр. 5), а также сравнительные данные по тарифам на электроэнергию, произведенную на Белоярской АЭС и в тепловой энергетике на 01.04.95 (стр. 10).

С целью обеспечения сопоставимости экономических показателей, учета инфляционных процессов и улучшения восприятия экономических выкладок потенциальными инвесторами, осуществлен пересчет показателей (себестоимость электроэнергии, тепла, потребность в капитальных вложениях и др.) в долларах США по курсу, установленному Государственным Банком СССР в конце 1991 г. и составившему 1,7 рубля за \$1 US (газета "Известия" №299 от 18 декабря 1991 года).

## **2 Экономическая обоснованность проекта.**

### **2.1 Общая характеристика бизнес-плана.**

Представленный на экспертизу бизнес-план не содержит целого ряда важнейших разделов, характеризующих экономику проекта. В документе отсутствуют:

- план по освоению капитальных вложений и вводу объектов основных фондов;
- план по труду и заработной плате в период эксплуатации блока БН-800;
- производственный план;

- план по реализации продукции;
- план по себестоимости продукции;
- план по прибыли;
- план денежных потоков АЭС (финансовый план).

Отсутствует расчет дисконтированных денежных потоков, что необходимо для оценки реальной окупаемости проекта.

Для серьезного обоснования эффективности проекта названные разделы должны быть представлены в поквартальном разрезе, хотя бы на начальный период промышленной эксплуатации блока (2-3 года) и в полугодовом разрезе на весь оставшийся период функционирования до момента возврата заемных средств (кредитов). При этом каждый раздел должен содержать развернутый перечень затрат, поступлений и других статей, отражающих динамику изменения состояния объекта.

Фактически представленный на экспертизу документ является пояснительной запиской к бизнес-плану (технично-экономическим расчетам) и не может рассматриваться в качестве серьезного основания для привлечения инвесторов и обоснования окупаемости капитальных вложений.

## 2.2 Себестоимость, рентабельность, прибыль.

В бизнес-плане используются только результирующие цифры с отсылками к проекту, в котором расчеты осуществлялись с использованием "тех же методик и фактических результатов коммерческой эксплуатации блока №3 Белоярской АЭС" (стр. 26.).

Следует отметить, что за период с 1991 года по настоящее время произошли достаточно существенные структурные сдвиги в экономике. Темпы роста заработной платы, стоимости транспортных услуг, металлоизделий, топлива других затратных статей, непосредственно влияющих на себестоимость конечной продукции АЭС изменялись неравномерно. Особенно существенно изменились ценовые соотношения после августовского кризиса 1998 года. В частности, произошло существенное удорожание импортной продукции по сравнению с отечественной. В тоже время реализация проекта предполагает поставки оборудования из-за рубежа (стр. 37, раздел 3.2.).

Т.е. произошли значимые сдвиги в структуре затрат, что ***не позволяет представленные в бизнес-плане оценки себестоимости продукции, объемов реализации, рентабельности и прибыли принять сегодня в качестве актуальных и абсолютно достоверных.***

С целью подготовки более мотивированного заключения об экономической эффективности проекта нами был осуществлен оценочный расчет прогнозируемой себестоимости электроэнергии на энергоблоке БН-800 на Белоярской АЭС. При этом использовались данные бизнес-плана, «Временные методические указания о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке», сведения из доклада Федерального экологического агентства Австрии «Ядерные реакторы Хмельницкой и Ровенской АЭС» и другие источники информации.

Для расчета прогнозируемой себестоимости были использованы следующие допущения:

- среднегодовые затраты на оплату ядерного топлива приняты на уровне \$36,4 млн. (см. табл. 7 Бизнес-плана);
- среднегодовые затраты на вспомогательные материалы и услуги производственного характера приняты на уровне \$5,5 млн., что соответствует приведенному в бизнес-плане общецеховым затратам;
- среднемесячная заработная плата персонала АЭС принята на уровне \$150;

- коэффициент амортизации принят на уровне 3%, что соответствует возможному сроку службы реактора. Стоимость самого объекта - \$1 млн., что соответствует сумме капитальных вложений в его строительство;
- общестанционные расходы приняты на уровне \$9 млн. (см. табл. 7 Бизнес-плана). Мы исходим из предположения, что этих средств достаточно для обслуживания выведенных из эксплуатации первого и второго энергоблоков АЭС, а также для содержания аппарата управления. Вместе с тем, названная сумма, вероятно, не учитывает затрат, которые будут необходимы для обслуживания 3-х остановленных (к моменту пуска БН-800) энергоблоков, подлежащих выводу из эксплуатации. Т.е. в расчете принята «очень» оптимистичная оценка размеров общестанционных расходов;
- налог на имущество принят на уровне \$10 млн. (исходя из ставки налога - 1% от стоимости основных фондов блока №4). Однако данная сумма не учитывает стоимости других объектов основных фондов станции, налог на имущество по которым также полностью ляжет на себестоимость продукции БН-800 после вывода из эксплуатации третьего энергоблока. Т.е. данная оценка тоже должна рассматриваться как оптимистичная;
- базовый расчет (вариант 1) себестоимости осуществлен с учетом 6-процентной ставки платы за кредит, которая принята в бизнес-плане и должна рассматриваться как весьма оптимистичная;
- годовой отпуск энергии по энергоблоку принят на уровне приведенном в бизнес-плане (см. табл. 1 бизнес-плана);
- отнесение затрат на электроэнергию и на тепло осуществлялось в той же пропорции, что и в бизнес-плане.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

**Укрупненный расчет себестоимости электроэнергии БелАЭС в \$ тыс.**

Таблица 1

Статьи себестоимости	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Выплаты за ядерное топливо	36 400	36 400	36 400	36 400
Вспомогательные материалы	2 500	2 500	2 500	2 500
Услуги производственного характера	3 000	3 000	3 000	3 000
Плата за циркуляционную и техническую воду	6 100	6 100	6 100	6 100
Затраты на оплату труда	5 400	5 400	5 400	5 400
Отчисления на социальные нужды	2 095	2 095	2 095	2 095
Амортизация основных фондов	30 000	30 000	30 000	30 000
<i>Прочие, в т.ч.:</i>	<i>19 000</i>	<i>19 000</i>	<i>19 000</i>	<i>19 000</i>
Оплата процентов за полученный кредит		60 000	60 000	0
Общестанционные расходы	9 000	9 000	9 000	9 000
Другие прочие затраты (налог на имущество)	10 000	10 000	10 000	10 000
<b>Итого:</b>	<b>104 495</b>	<b>164 495</b>	<b>344 495</b>	<b>196 936</b>
<i>Себестоимость 1 тыс.МВт/ч электроэнергии, \$</i>	<i>13,86</i>	<i>21,81</i>	<i>45,68</i>	<i>26,11</i>

К сожалению, при подготовке настоящего заключения мы испытывали серьезные трудности в получении информации о себестоимости электроэнергии в тепловой энергетике, на атомных электростанциях. Соответствующие сведения тщательно оберегаются ведомствами, однако, различные косвенные источники позволили сформировать некоторую сравнительную базу.

Так, по данным годового отчета АО “Каскад Таймырских ГЭС” за 1997 год, себестоимость электроэнергии здесь составляла от \$11 до \$12 за 1 МВт/ч. А по данным компании “Стоун и Вебстер”, осуществлявшей экспертизу проекта строительства на Украине блоков ХАЭС-2/РАЭС-4, себестоимость производства электроэнергии на Хмельницкой и Ровенской АЭС может составить около \$13 за 1 МВт/ч. И это при том, что мощность украинских АЭС составляет 1000 МВт, а не 800 МВт в случае с БН-800. Кроме этого, топливная составляющая себестоимости несоизмерима (оксидное урановое топливо для ВВЭР-1000 и уран-плутониевое топливо для БН-800). С этими величинами сопоставима величина себестоимости, полученной нами при расчете по варианту 1. При этом следует иметь в виду, что данный вариант расчета не предполагает обслуживания кредита на строительство блока БН-800. Только в этом случае себестоимость производства электроэнергии будет сопоставимой с вышеприведенными значениями.

Уже во втором варианте, который учитывает необходимость выплаты 6% годовых по кредитам (оптимистичная ставка, принятая разработчиками бизнес-плана), себестоимость 1 МВт/ч возрастает до \$21,8.

Вариант 3 предполагает, что плата за кредит составит не менее 24% годовых, что на наш взгляд гораздо ближе к сегодняшней реальности. В этом случае получено значение себестоимости, не позволяющее говорить о конкурентоспособности Белоярской АЭС - \$45,71 за МВт/ч.

Косвенным подтверждением того, что полученные оценки близки к реальности, является тот факт, что при увеличении среднемесячной заработной платы до \$1500 (уровень США) получена себестоимость электроэнергии, равная \$26,1 (вариант 4). Эта величина близка к официальным данным США для американских атомных станций - \$26 за 1 МВт/ч (см. “Ядерные реакторы на Хмельницкой и Ровенской АЭС”. Доклад правительству Австрии. Стр. 29). Делая данное сравнение мы четко осознаем, во-первых, несопоставимость налоговых систем, во-вторых, наличие различных ценовых пропорций в США и РФ. Однако, когда сопоставление ведется в столь укрупненном виде, различия дифференцируются и полученные итоговые значения вполне могут рассматриваться как объекты для сравнения.

Как видим, одним из самых значимых факторов увеличения себестоимости электроэнергии в нашем случае является стоимость кредитов. При условии беспроцентного финансирования строительства энергоблока, есть возможность добиться его конкурентоспособности с первых лет эксплуатации. Любое ухудшение условий финансирования проекта делает его убыточным при сравнении со сложившимся сегодня уровнем себестоимости электроэнергии. Однако окончательное заключение о конкурентоспособности следует принимать, во-первых, с учетом прогнозируемых к моменту завершения строительства тарифов на электроэнергию в регионе, во вторых, после гораздо более детального обоснования себестоимости.

Следует также иметь в виду, что оценки затрат, принятые разработчиками бизнес-плана, по ряду статей мы рассматриваем как очень оптимистичные, что, при уточнении их значений, может привести к резкому ухудшению общей картины.

Таким образом, основной вывод о конкурентоспособности энергоблока БН-800 сегодня не может быть принят как абсолютно обоснованный.

### **2.3 Возвратность кредитов.**

При обосновании возвратности средств авторами бизнес-плана принята плата за кредиты на уровне 6%. Такая ставка процента по кредиту является приемлемой при долгосрочном кредитовании на мировом рынке. Однако в российских условиях сегодня получение валютного кредита по такой цене маловероятно, если вообще возможно. Стоимость рублевого коммерческого кредита сегодня не ниже 28%. Учитывая, что курс рубля по отношению к доллару в последнее время достаточно стабилен, можно предположить, что получение валютного коммерческого кредита реально при ставке не ниже 18-20%. Соответственно, действительная сумма к возврату значительно превысит, приведенную в бизнес-плане (\$1522 млн. - стр.28). По предварительным оценкам (при ставке 18%) общая сумма выплат по обслуживанию кредита составит не менее \$2500 млн. Снижение стоимости заемных средств по сравнению со сложившимися условиями коммерческого кредитования возможно только при создании особого режима финансирования (например, бюджетное финансирование) или привлечении стратегических инвесторов, ориентированных на долгосрочную (постоянную) работу на российском энергетическом рынке. Практика последних лет, однако, показывает, что надежды на иностранные инвестиции в такой ситуации призрачны.

Как было сказано выше, приведенные в бизнес-плане оценки рентабельности и себестоимости не представляются достоверными, поэтому, на наш взгляд, сумма средств, направляемых на погашение кредита из прибыли, требует дополнительного и более тщательного обоснования.

Из сказанного следует также, что приведенный на стр.30 расчет отпускного тарифа на электроэнергию (4,4 цент/кВт-час) требует корректировки, по результатам которой он возрастет (за счет роста затрат на обслуживание кредита).

Кроме того, приведенный в табл.7 (стр. 31) годовой баланс поступлений и выплат носит слишком укрупненный характер и, не отражает полной структуры платежей действующего предприятия. Если верить приведенным в таблице данным, то с момента пуска блока БН-800 65 % от поступающих средств предприятие будет направлять на погашение кредитов, а оставшихся 35% будет достаточно для обеспечения его устойчивого функционирования, что выглядит чрезмерно оптимистично. В частности, расчет учитывает завышенную сумму налога на прибыль в размере 35% от проектной прибыли (сегодня - 30%), но при этом, вероятно, занижена сумма прочих федеральных и местных налогов (строка 10), составляющая в соответствии с расчетом всего лишь 0,2% от выручки. Такой уровень отчислений сегодня вряд ли возможен даже в отраслях, имеющих серьезные льготы по налогообложению. Так, только налог на пользователя автодорог, не учтенный в бизнес-плане, составляет 2,5% от выручки от реализации, т.е. с учетом планируемой выручки - \$2,9 млн.

Для окончательного заключения об обоснованности приведенного баланса поступлений и выплат необходимо рассмотреть детальную структуру платежей, а также иметь информацию об исчислении налогооблагаемых баз. Выполненный нами расчет себестоимости электроэнергии также позволяет предположить, что Белоярской АЭС не сможет направлять на обслуживание и погашение кредита столь значительные средства, какие запланированы авторами бизнес-плана.

Реальный план погашения кредитов может быть сформирован только на основе детального и тщательно проработанного плана денежных потоков.

С учетом изложенного, приведенные в разделе "2.2. Оценка конкурентоспособности и рентабельности энергоблока БН-800 Белоярской АЭС" **расчеты по обоснованию возвратности кредитов, процентов по ним в течение 10 лет и отпускного тарифа на электроэнергию выглядят неоправданно оптимистичными, недостаточно обоснованными и убедительными.**

Следует отметить, что рассматриваемый бизнес-план не учитывает и современное состояние объекта, меру его готовности к началу строительства. Вместе с тем в 1995 году для

возобновления работ требовались 1-1,5 года на восстановление "исходной позиции" (стр. 40). При этом не указано, потребует ли такое восстановление дополнительных средств и в каком объеме. Разумно предположить, что к 2000 году ситуация не улучшилась. А из этого предположения следует, что потребность в средствах на осуществление проекта за истекшие годы возросла по сравнению с цифрами, приведенными в бизнес-плане.

Таким образом, в бизнес-плане занижены:

- во-первых, сумма средств, которые необходимо отвлекать в первые годы функционирования энергоблока на обслуживание и возврат заемных средств;
- во-вторых, отпускной тариф на электроэнергию.
- в-третьих, срок окупаемости инвестиций;

Учитывая изложенное, при реализации проекта ***не имеет смысла делать ставку на привлечение внешних инвесторов, т.к. срок окупаемости инвестиций превысит 10 лет (даже без учета факторов риска), что вряд ли может быть привлекательным сегодня для инвесторов, особенно, иностранных.***

## 2.4 Оценка рисков

К наиболее значимым рискам в процессе реализации проекта авторы бизнес-плана относят:

- возможные задержки при разработке проектно-сметной документации. Можно ожидать, что с момента разработки бизнес-плана кадровая ситуация в проектных институтах ухудшилась, поэтому риск задержек стал более реальным;
- возможные "перебои в сроках поставки оборудования от заводов стран СНГ из-за свертывания производства и отсутствия комплектующих изделий, а также увеличение стоимости оборудования из-за таможенных и ценовых неопределенностей" (стр. 75). Очевидно, что за прошедшее с 1995 года время риск перебоев в сроках поставки оборудования и другие не уменьшился;
- возможность возникновения потребности в дополнительных ассигнованиях "на подготовку (восстановление) производства и корректировку конструкторской документации (приведение ее в соответствие с новыми стандартами, нормами и правилами)" (стр. 75). Существенно, что и в этом плане ситуация за последние пять лет могла только ухудшиться, т.е. соответствующий риск возрос.

К сожалению, разработчики бизнес-плана не осуществили количественную оценку влияния рисков на экономику проекта. Однако с большой долей уверенности можно утверждать, что они приведут к дополнительному удорожанию проекта и увеличению срока его реализации и, в конечном счете, к снижению эффективности капитальных вложений, росту срока окупаемости. Снижение эффективности вряд ли будет значимым, но отсутствие подробных и реальных экономических выкладок может стать серьезным препятствием в деле привлечения к участию в проекте серьезных инвесторов.

## 3. Выводы.

Представленный на экспертизу документ не может рассматриваться в качестве серьезного основания для привлечения инвесторов и обоснования окупаемости капитальных вложений.

***Приведенные в бизнес-плане оценки себестоимости продукции, объемов реализации, рентабельности и прибыли сегодня не могут быть приняты в качестве актуальных и абсолютно достоверных.***

В бизнес-плане занижены:

- во-первых, сумма средств, которые необходимо отвлекать в первые годы функционирования энергоблока на обслуживание и возврат заемных средств;
- во-вторых, отпускной тариф на электроэнергию;

- в-третьих, срок окупаемости инвестиций.

Риски приведут к дополнительному удорожанию проекта и увеличению срока его реализации и, в конечном счете, к снижению эффективности капитальных вложений, росту срока окупаемости. Снижение эффективности вряд ли будет значимым, но отсутствие подробных и реальных экономических выкладок может стать серьезным препятствием при поиске источников финансирования проекта.

***Т.к. срок окупаемости инвестиций по проекту превысит 10 лет (даже без учета факторов риска), делать серьезную ставку на привлечение внешних инвесторов не имеет смысла.*** При реализации проекта наиболее вероятно бюджетное финансирование.

Конкурентоспособность энергоблока БН-800 во многом определяется выбранным режимом финансирования строительства объекта, стоимостью кредитов и сроками их возврата. При льготном режиме может быть обеспечен приемлемый уровень конкурентоспособности производства, а при жестких условиях предприятие в течение по меньшей мере 12-15 лет не будет иметь свободных средств в количестве, достаточном для нормального функционирования объекта, что может снизить безопасность объекта.

Кроме этого, авторами бизнес-плана не включены в расчет себестоимости электроэнергии следующие составляющие:

- полная стоимость обращения с радиоактивными отходами (хранение, переработка и транспортировка);
- стоимость начальной загрузки уран-плутонивого ядерного топлива;
- стоимость доставки и хранения свежего топлива, а также транспортировка и переработка отработавшего ядерного топлива;
- инфляционное удорожание ядерного топлива за период эксплуатации БН-800;
- снятие с эксплуатации АЭС с БН-800, а также стоимость снятия с эксплуатации I, II, III энергоблоков Белоярской АЭС расходы на проведение этих операций необходимо включать в расчет себестоимости электроэнергии БН-800;
- стоимость страхования рисков и компенсации возможного радиационного ущерба, связанного с работой АЭС с БН-800 на всех этапах жизненного цикла станции.

Приведенная экспертиза экономики проекта БН-800 позволяет сделать вывод о том, что при реализации подобных проектов нельзя руководствоваться, например, только осознанием необходимости потребности во введении дополнительных энергетических мощностей и уничтожения оружейного плутония.

Создателями проекта допущено немало ошибок и отступлений при расчетах себестоимости электроэнергии. Кроме этого, в материалах бизнес-плана отсутствуют расчетные данные по возможной альтернативе БН-800 со стороны тепловых станций на органическом топливе.

Разработчиками проекта БН-800 фактически большинство обоснований, будь то обоснование ядерной, радиационной или экологической безопасности, заменены декларативными ссылками на «большой и положительный опыт эксплуатации» БН-600.

Однако даже по наличию опыта эксплуатации не всегда можно судить о соответствии проекта современным нормативным документам и о достаточной оптимизации тепловой схемы станции, а также экономической эффективности АЭС.

26.10.2000 г.

## Приложение № 1.

## Список используемой литературы.

1. В.М.Кузнецов "Российская атомная энергетика". Вчера, сегодня, завтра. Взгляд независимого эксперта". Москва, 2000г. изд."Голос-пресс".
2. Информационный бюллетень «Радиация и общество» № 1-1995 г., № 2(1)-1996 г., №2 (2)-1997 г. под общей редакцией В.Кузнецова, Международный Чернобыльский Фонд безопасности при содействии Национальной Организации Международного Зеленого Креста в России, Москва.
3. Вестник Российской академии наук том 70, № 2, 2000 г., с. 117-128.
4. «Временные методические указания о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке», аналитический и методический центр федеральной энергетической системы, г.Москва, 1996 г.
5. Доклад Федерального экологического агентства Австрии Правительству Австрии «Ядерные реакторы Хмельницкой и Ровенской АЭС», Вена, ноябрь 1998 г.
5. Годовой отчет по технико-экономическим и производственным показателям АО «Каскад Таймырских ГЭС», п.Снежногорск, 1997 г.

Дополнительная Информация:

«Экозащита!» в Москве – тел. 7766281, 7766546

e-mail: [Ecodefense@online.ru](mailto:Ecodefense@online.ru)

<http://www.ecodefense.ru> <http://www.antiatom.ru>