

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ  
ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ  
ПРИ СОВЕТЕ МИНИСТРОВ СССР

---

118

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС  
И ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

230

Сборник советских докладов юбилейной конференции,  
посвященной XX-летию атомной энергетики.  
г. Обнинск, 25-27 июня 1974 г.

231

(Дополнительный выпуск)

Обнинск - 1974

We regret that some of the pages in the microfiche copy of this report may not be up to the proper legibility standards, even though the best possible copy was used for preparing the master fiche.

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

**В.А.Кузнецов(гл. редактор), В.И.Батраков, В.Г.Коновкин,  
Б.Б.Батуров, В.А.Сидоренко, Б.Г.Дубовский, Е.А.Ляшенко,  
И.В.Добров, В.В.Фролов**

**Физико-энергетический институт  
Отдел научно-технической информации**

**© - Физико-энергетический институт, 1974 г.**

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПУСК I БЛОКА ЛЕНИНГРАДСКОЙ АЭС  
им. В.И. ЛЕНИНА**

**А.П.Александров, Н.А.Доллекаль,  
А.Г.Мешков, И.Я.Емельянов, В.П.Муравьев,  
И.М.Будкин, А.П.Еперин, А.Я.Крамеров,  
Е.П.Кунегин, Е.В.Кудов, К.К.Полушкин,  
В.И.Рябов, В.П.Фукс, С.П.Кузнецов,  
Л.В.Константинов, В.П.Василевский,  
В.В.Постников, А.П.Сироткин, Д.Н.Подмазов,  
В.С.Дмитриев, В.С.Романенко**

Рассматривается конструкция, принцип работы канального уран-графитового кипящего реактора электрической мощностью 1000 МВт. Описывается работа отдельных его систем, основные характеристики оборудования. Рассматриваются этапы энергопуска и первый период эксплуатации и освоения энергетического блока.

Первая очередь Ленинградской АЭС им. В.И.Ленина состоит из двух энергетических блоков с каналными уран-графитовыми реакторами РБМ-К электрической мощностью 1000 МВт каждый. Эта станция - головная из серии АЭС такого типа. В настоящее время закончено сооружение и произведен пуск и ввод на энергетический уровень мощности I блока АЭС. Ведется эксплуатация и освоение оборудования блока на мощности.

Реактор РБМ-К (реактор большой мощности - кипящий) размещен в бетонной шахте. Графитовая кладка реактора цилиндрической формы состоит из отдельных собранных в колонны блоков с осевым цилиндрическим отверстием, в которых размещаются технологические (парогенерирующие) каналы (ТК) или каналы системы управления и защиты (СУЗ).

Технологический канал представляет собой сварную трубную конструкцию, предназначенную для установки тепловыделяющей сборки и организации потока теплоносителя. Верхняя и нижняя части канала изготавливаются из коррозионностойкой стали, а центральная часть, располагающаяся в активной зоне, - из циркониевого сплава. Крепление канала к верхнему тракту производится с помощью "усового" сварного соединения, к нижнему тракту - через узел компенсатора. Конструкция соединения канала с трактами обеспечивает возможность замены канала с помощью специальных приспособлений. Тракты каналов ввариваются в верхнюю и нижнюю металлоконструкции, которые вместе со сварным кожухом, окружающим кладку, образуют герметичное реакторное пространство.

В технологический канал помещается кассета с двумя тепловыделяющими сборками (ТВС). Каждая ТВС состоит из 18-тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов). ТВЭЛ представляет собой трубу из циркониевого сплава с наружным диаметром 13,6 мм и толщиной стенки 0,9 мм, заполненную таблетками из двуоксида урана. Две ТВС соединяются в кассету с длиной активной части - 7 м.

Теплоноситель - вода подводится снизу к каждому технологическому каналу, отвод пароводяной смеси осуществляется из верхней части каналов. Регулировка расхода воды в зависимости от зоны расположения канала в реакторе и режима его работы осуществляется запорно-регулирующим клапаном,

установленным на подводящем трубопроводе.

Мощность реактора регулируется системой управления и защиты. Стержни СУЗ из карбида бора в оболочке из алюминиевого сплава перемещаются с помощью индивидуальных сервоприводов, установленных сверху на каналах СУЗ. Для охлаждения стержней СУЗ используется вода специального контура. Наряду с быстродействующей аварийной защитой, которая переводит реактор в подкритическое состояние, предусмотрены специализированные (по видам возможных аварий) защиты, обеспечивающие контролируемое снижение мощности и сохранение энергетического режима при ситуациях, не вызывающих необходимости полной остановки реактора.

Для компенсации начального избытка реактивности в начальный период эксплуатации реактора в ряд технологических каналов устанавливаются дополнительные поглотители (ДП), поглощающими элементами в них являются втулки из бористой и коррозионностойкой стали.

Реактор оснащен системами технологического контроля, предназначенными для своевременной выдачи информации как о работе реактора в целом, так и о работе отдельных его каналов. Основные из систем технологического контроля реактора следующие:

- система физического контроля распределения энерговыделения (СФКРЭ) по высоте и радиусу реактора;
- система контроля герметичности оболочек твэлов (КГО), предназначенная для обнаружения канала с дефектной теплообменной сборкой;
- система контроля целостности технологических каналов (КЦТК), предназначенная для обнаружения в пределах реакторного пространства разгерметизированного канала, предотвращения распространения влаги в смежные с поврежденным каналом районы и проведения сушки кладки;
- система поканального контроля расхода теплоносителя, с помощью которой ведется контроль расхода воды, подаваемой в технологические каналы.

Ввиду большого числа контролируемых параметров применяется автоматическая система централизованного контроля, позволяющая выборочно измерять и регистрировать параметры блока.

Система включает цифровую электронно-вычислительную машину для обработки информации.

Циркуляционный контур реактора состоит из двух параллельных петель, в каждую из которых входят по два сепаратора, соединенных перемычками по воде и пару, опускные трубы, всасывающий и напорный коллекторы, четыре циркуляционные насоса типа ЦН-7 (3 работающих и один резервный), 22 раздаточных групповых коллектора, а также запорная и регулирующая арматура. Предусмотрена общая на обе петли система ионнообменной очистки контурной воды.

От раздаточных групповых коллекторов вода по индивидуальным трубопроводам подается к технологическим каналам. Омывая твэлы, она нагревается до температуры насыщения, частично испаряется и пароводяная смесь поступает в сепараторы. После сепарации пар направляется к двум турбинам АХ-500-65 мощностью по 500 МВт. Конденсат после конденсаторов турбин пройдя регенеративные подогреватели смешивается с водой сепараторов и циркуляционными насосами вновь подается в технологические каналы.

Для исключения повышения давления в циркуляционном контуре при аварийной остановке турбогенераторов предусмотрено кольцо высокого давления, объединяющее паропроводы, из которого пар при авариях через систему предохранительных клапанов сбрасывается в барбатерн, а затем направляется в технологические конденсаторы. Из технологических конденсаторов конденсат подается в деаэраторы.

Основные проектные характеристики реактора и контура циркуляции приведены в табл. I. Разрез реактора, принципиальная схема и некоторое оборудование показаны на рисунках.

Пусковые работы на реакторе начались с послемонтажной промывки циркуляционного контура, которая проводилась параллельно с завершением монтажных работ по вспомогательным реакторным системам.

Наличие двух автономных петель контура позволило вести на них подготовительные работы и промывку независимо по мере готовности оборудования. Конденсато-питательный тракт и паропроводы были отключены от циркуляционного контура временными заглушками.

Таблица I

№ ! п/п!	Наименование	Размер- ность !	Величина
I.	Электрическая мощность	кВт	$10^6$
2.	Тепловая мощность	кВт	$3,2 \cdot 10^6$
3.	Расход теплоносителя	т/ч	$37,5 \cdot 10^3$
4.	Паропроизводительность	т/ч	$5,8 \cdot 10^3$
5.	Температура насыщенного пара	°С	284
6.	Температура воды на входе в реактор	°С	270
7.	Давление в сепараторе	кгс/см <sup>2</sup>	70
8.	Среднее паросодержание на выходе из технологических каналов.	%	15
9.	Количество технологических каналов	шт	1693
10.	Количество каналов СУЗ	шт	179
II.	Загрузка реактора ураном	т	204
12.	Начальное обогащение	%	1,8
13.	Выгорание	Мвт.сут. кг.урана	18,5

Перед заполнением контура водой производилась ручная очистка напорных и всасывающих коллекторов, насосных трубопроводов и сепараторов. Промывка началась с индивидуальной промывки каждого технологического канала методом "прострелки" воды через подводный трубопровод и канал в центральный зал. При этом в напорном коллекторе изваривались питательными насосами (АН) поддерживалось избыточное давление, затем при закрытых запорно-регулирующих клапанах каналов промываемой стороны реактора поочередно открывались клапаны "простреливаемых" каналов. По такой же схеме была проведена "прострелка" технологических каналов к отходящим пароводяным

коммуникаций в сепараторы. После промывки технологических каналов и подводных и отводящих коммуникаций производилась промывка опускных трубопроводов. Промывка производилась тремя насосами АПН по схеме: сепараторы — одна опускная труба (остальные трубы со стороны всасывающего коллектора заглушались) — всасывающий коллектор — сброс в промывивебуз канализацию.

По окончании очередной промывки опускных трубопроводов была проведена холодная, а затем и горячая промывка каждой стороны контура работающими главными циркуляционными насосами (ГЦН) холодная промывка совмещалась с обкаткой ГЦН. Температура воды во время горячей промывки составила  $150^{\circ}\text{C}$ , контур разогревался за счет работы ГЦН. Во время холодной и горячей промывок на входе в групповые коллекторы реактора устанавливались механические фильтры, которые периодически осматривались и очищались.

После промывки циркуляционного контура и окончания комплексной наладки штатной и временной систем управления и защиты реактора 10 сентября в активную зону была загружена первая тепловыделяющая кассета, начался физический пуск реактора.

В ходе загрузки активной зоны тепловыделяющими кассетами было сделано несколько выходов в критическое состояние, которые позволили уточнить как физические характеристики каналов, загруженных тепловыделяющими сборками, так и эффективность дополнительных поглотителей и штатных стержней регулирования. На полномасштабной и близких к ней нагрузках активной зоны тепловыделяющими кассетами были определены эффекты изменения реактивности, существенные для последующей эксплуатации реактора, в частности, эффекты заполнения водой циркуляционного контура и контура охлаждения стержней СУЗ. Эффект обезвоживания каналов с тепловыделяющими кассетами (имитация паробразования) оказался отрицательным и равным  $-0,15\beta$ . Было определено, что заполнение водой контура охлаждения стержней СУЗ уменьшает реактивность системы на  $1,4\beta$ , причем появление воды в каналах с извлеченными стержнями приводит к уменьшению реактивности, а с погруженными стержнями — к увеличению реактивности.

Большое внимание было уделено изучению полей энерговыделения по объему активной зоны и их деформации стержнями С/З. На основании измерений полей энерговыделения и по уточненным расчетным данным был произведен ряд перестановок дополнительных поглотителей в тепловыделяющих кассетах, а также даны рекомендации по порядку извлечения стержней при вводе реактора на мощность.

По завершении физического пуска загрузка реактора РМ-К содержала 1452 тепловыделяющих кассеты и 241 дополнительный поглотитель.

Перед подъемом мощности реактора после окончания физпуска производилась комплексная наладка системы контроля с распределения расходов воды и настройка расходов по технологическим каналам. Наладка системы производилась при работающих ПИ. В процессе наладки выявлялись дефекты в системе измерения расходов, которые последовательно устранялись. В последующем, после ввода реактора на мощность и эксплуатации его в энергетическом режиме система контроля и распределения расходов показала удовлетворительную работоспособность, намечены и реализуются мероприятия по дальнейшему улучшению работы системы.

Ввиду существенной неравномерности поля энерговыделения по радиусу активной зоны, выявленной во время физпуска, а также из-за влияния на поле положения стержней регулирования, на первых этапах энергопуска и эксплуатации реактора на мощности было решено не проводить гидравлического профилирования активной зоны. Настройка расходов по технологическим каналам, таким образом, заключалась в равномерном распределении расходов по каналам, загруженным ТЭС. По каналам с ДП расход распределялся также равномерно, но по величине расход через эти каналы устанавливался меньшим, чем через каналы с ТЭС.

Одновременно с наладкой системы контроля и распределения расходов и настройкой расходов по ТК производилась контрольная промывка конденсато-питательного тракта турбогенератора.

(станционный номер ТТ-2) и комплексное опробывание оборудования машинного зала. Во время промывки конденсатно-питательный тракт был отсечен от циркуляционного контура реактора заглушками. В этот же период проводилась наладка и подготовка вспомогательных систем блока к первому подъему мощности. Ведлись работы по вводу в действие контрольно-измерительных приборов и автоматики, налаживалась система централизованного контроля, был введен в действие ряд программ оперативного контроля и записи параметров, характеризующих работу реактора, в том числе программы печати распределения расходов воды и температур газа по каналам активной зоне, программа регистрации основных параметров блока в переходных режимах, проводились работы по исследованию характеристик и окончательной наладке системы СУЗ и т.д. Одновременно монтировалась временная схема паропроводов для их продувки паром реактора.

14 ноября реактор РБМ-К I блока АЭС был впервые выведен на минимально контролируемый уровень мощности (МКУ), который составил около 30 МВт. На этом уровне был включен автоматический регулятор, который устойчиво поддерживал мощность реактора в заданном диапазоне.

В процессе подъема контроль тепловой мощности реактора осуществлялся по суммарному току эмиссионных детекторов радиального контроля СФКРЭ и по суммарному току гамма-камер, установленных в сухие гильзы 28 ТВС. Привязка суммарных токов к тепловой мощности реактора была осуществлена согласно результатам абсолютных измерений нейтронного потока в ТВС методом активации золотых индикаторов, проведенных во время физического пуска. В дальнейшем, при выводе реактора на энергетические уровни мощности периодически подводился тепловой баланс АЭС на основе теплотехнических измерений и к полученной таким образом величине тепловой мощности были окончательно привязаны величины суммарных токов эмиссионных детекторов и гамма-камер.

Разогрев циркуляционного контура до температуры 120 °С во время первого подъема мощности производился за счет работы ПН, а дальнейший подъем температуры осуществлялся за счет работы ПН и тепла, выделяемого реактором. Рост температуры теплоносителя сопровождался увеличением давления

В сепараторах, главные циркуляционные насосы при этом работали при давлении на всасе, превышающем давление насыщения, только лишь на величину нивелирного подпора столба жидкости в опускных трубопроводах. Таким образом уже на первом этапе энергопуска был реализован предусмотренный эксплуатационным регламентом метод пуска реактора на скользящем давлении. Для исключения кавитации насосов дроссельные клапаны, установленные на их напоре были прикрыты. Во время разогрева реактора проводились исследования по определению эффектов реактивности, интегральный температурный коэффициент, учитывающий одновременное изменение температуры и плотности воды и температуры топлива и графита получился отрицательным и равным  $-4 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ .

Для продувки паропроводов мощность реактора была поднята до 150 МВт, давление пара при продувке составляло 12 кгс/см<sup>2</sup>. Ввиду сниженного, по сравнению с номинальным значением, давления пара и того, что временная схема продувки паропроводов позволяла направлять весь пар от реактора поочередно по одному из восьми паропроводов, идущих к турбогенераторам, обеспечивались необходимые для качественной продувки скоростные напоры потока пара. Сброс пара в атмосферу во время продувки осуществлялся по временному трубопроводу, расположенному на крыше реакторного здания. Радиационные измерения, проводимые в процессе продувки показали, что общий выброс активности с паром на местность был существенно ниже допустимого по санитарным нормам. После проведения продувки на мощности, соответствующей МКУ, проводилось опробование и настройка систем предохранительных клапанов. Выработываемый пар из сепараторов транзитом через незаполненные водой барбатыры поступал в технологические конденсаторы, откуда конденсат сбрасывался в дренажные баки, подпитка контура осуществлялась от баков АИВ насосами АИВ. Опробовались и настраивались предохранительные клапаны, установленные на барботерах, деаэраторах, трубопроводах подачи пара к деаэраторам и предохранительные клапаны во льща высокого давления. Опробование предохранительных клапанов показало, что производительность некоторых из них существенно ниже проектной величины, поэтому были приняты меры в доработке их конструкции,

а также, в дальнейшем, реализован ряд временных схемных решений, позволяющих увеличить пропускную способность клапанов. В частности, введена перегородка между кольцами высокого давления первого и находящегося в стадии монтажа второго блока для временного (до замены клапанов) использования предохранительных клапанов 2 блока. Кроме того с целью снижения вытроса давления в контуре при аварийном отключении турбогенераторов было принято решение о временном ограничении давления пара в сепараторах до величины  $65 \text{ кгс/см}^2$ .

К началу декабря оборудование блока было подготовлено к комплексному опробыванию и пробному энергопуску. К этому времени к пуску был подготовлен один из турбогенераторов (ТГ-2), ТГ-1 находился в стадии завершения монтажных работ. После набора вакуума пар был подан через быстродействующее редуцирующее устройство в конденсатор турбины, откуда конденсат по конденсатно-питательному тракту возвращался в контур реактора. При этом работало и осваивалось практически все оборудование машзала, относящееся к подготовленному к пуску турбогенератору, а также налаживался водный режим.

После выхода ТГ-2 на холостые обороты, были проведены проверка защит турбины, испытания электрогенератора и 7 декабря турбогенератор № 2 впервые был включен в сеть Северо-Западной энергосистемы. В течение 5 часов блок работал на мощности 75 МВт (эл), тепловая мощность реактора при этом составила 400-450 МВт. В работе находились 6 ТЦН, давление в сепараторах составляло  $45 \text{ кгс/см}^2$ . После завершения пробного пуска, отключения турбины и испытаний предохранительных клапанов кольца высокого давления реактор был остановлен и расхоложен для устранения выявленных дефектов оборудования блока, которые в основном касались вспомогательного оборудования машзала, арматуры и контрольно-измерительных приборов.

При снижении мощности реактора с 450 МВт до МКУ был определен температурный коэффициент графита, который получился положительным и равным  $+3 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ .

После проведения ремонтных и наладочных работ реактор был выведен на МКУ и начался разогрев. Разогрев производился со скоростью  $10 \text{ }^\circ\text{C/ч}$  до температуры  $250 \text{ }^\circ\text{C}$ . 21 декабря в 21.00 ТГ-2 был синхронизирован с сетью и к 23.00 электри-

ческая мощность блока была поднята до 150 МВт. 24 декабря 1973г. после устойчивой работы блока на мощности 150 МВт (эл) в течение 72 часов Государственной комиссией был подписан акт о сдаче I блока Ленинградской АЭС им. В.И. Ленина в опытно-промышленную эксплуатацию.

Затем мощность блока была увеличена до 200 МВт (эл), на этом уровне мощность блок работал до запланированного останова на планово-предупредительный ремонт (ППР).

Останов блока на ППР совпал с обнаружением течи трубы одного из технологических каналов. Течь канала была замечена по увеличению влажности газа на выходе из реакторного пространства, а текущий канал обнаружен по повышению температуры газа в трубе системы КИТК. В период ППР дефектный канал был извлечен из реактора и заменен на новый. Повреждение трубы канала, загруженного дополнительными поглотителями, было вызвано повышенной вибрацией ДП при увеличенном расходе через канал. Для исключения аналогичных повреждений было принято решение о снижении уставки сигнала повышения расхода воды (ПРВ) через каналы с ДП до  $13 \text{ м}^3/\text{ч}$  и о доработке конструкции крепления втулок-поглотителей.

Во время ППР были произведены первые перегрузочные работы на реакторе, из 17 каналов выгружены дополнительные поглотители и в 13 каналов загружены свежие тепловыделяющие сборки, 4 канала были оставлены пустыми. В это же время заменялись вышедшие из строя датчики поканального расхода (6 шт.). Замена датчиков расхода производилась при опорожненном технологическом канале, время замены датчика с целью недопущения перегрева твэлов от остаточных тепловыделений было ограничено 15 минутами.

После завершения ППР блок выведен на мощность 200 МВт (эл), которая затем постепенно увеличивалась и в конце процесса подъема мощности достигла 400 МВт (эл). В табл.2 приведены основные параметры реактора при работе блока на мощности 350 МВт (эл). Мощность блока на уровне 350-400 МВт (эл) поддерживалась вплоть до очередного ППР.

Таблица 2

Половина реактора	Левая	Правая
Давление в сепараторах, кгс/см <sup>2</sup>	60	59,5
Давление в напорных коллек- торах, кгс/см <sup>2</sup>	76	73,5
Расход воды, м <sup>3</sup> /ч	24700	25500
Температура воды на входе в ТК, °С	271	269
Среднее паросодержание, %	6,0	5,4
Тепловая мощность реактора, МВт	1200	

Во время эксплуатации блока на мощности велось освоение оборудования, подготовка к пуску ТТ-I, производилось подключение и наладка авторегуляторов тепловых параметров, ввод в действие программ выдачи информации через систему централизованного контроля, окончательная отладка систем физического и поканального контроля реактора. Параллельно с этим проводились физические и теплотехнические исследования, анализ динамических характеристик оборудования, исследования напряженного состояния элементов реактора тензометрическим методом, изучение характеристик водного и радиохимического режимов, наладка водного режима и т.д.

Рассмотрение физических характеристик реактора при работе на различных уровнях мощности с использованием ранее полученных данных по плотностному коэффициенту теплоносителя и температурному коэффициенту графита позволило определить коэффициент реактивности, связанный с изменением температуры горючего, который составил  $-4 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$  в рабочем интервале температур горючего при мощности реактора 30-50% от номинальной. Определение температурного коэффициента горючего позволяет выделить из суммарного коэффициента температурный коэффициент теплоносителя, который дополняет плотностной коэффициент и по своему физическому смыслу аналогичен температурному коэффициенту графита. Температурный коэффициент

теплоносителя отрицателен, величина его в диапазоне температур 120-260 °С для активной зоны, включающей 220 ДШ, может быть оценена равной приблизительно  $-3 \cdot 10^{-5} \text{ I}/^\circ\text{C}$ .

На фоне переменных во времени отравления ксеноном и саморем и температур в активной зоне оказалось затруднительным достаточно точно оценить темп падения реактивности при выгорании и зашлаковывании топлива. По предварительным оценкам темп падения реактивности при выгорании и зашлаковывании составляет при работе на номинальной мощности  $(1,5-2) \cdot 10^{-4} \text{ I}/\text{сут.}$

В результате анализа показаний внутриреакторных датчиков системы физического контроля и боковых ионизационных камер (ИК) выявлено, что имеет место существенный разброс отношения суммарного тока внутриреакторных датчиков к суммарному току ИК, который вызван изменением температурного режима графита отражателя в переходных процессах и деформацией поля энерговиделения по радиусу активной зоны. В связи с этим в качестве основного сигнала оперативного контроля тепловой мощности реактора были приняты показания самописца суммарного тока эмиссионных детекторов радиального контроля с сохранением сигналов боковых ионизационных камер в трактах систем аварийной защиты и автоматического регулирования. В стационарных режимах использование сигналов боковых ИК для контроля и регулирования тепловой мощности реактора не вызывало никаких затруднений.

Начиная с режима горячей промывки циркуляционного контура велась регистрация основных параметров реактора системой централизованного контроля. Анализ переходных процессов реактора позволил своевременно получать данные по особенностям его динамических характеристик и учесть их влияние на работу блока, кроме того были получены исходные данные для выбора параметров настройки автоматических регуляторов.

Во время очередного ПНР выполнялись следующие основные работы: подключение к технологической схеме и подготовка к пуску ТГ-1, ремонт напорной задвижки ГЦН и ревизия дроссельных клапанов, установленных на напоре насосов, замена части ДШ старой конструкции на новые, перегрузочные работы. Ремонт напорной задвижки и ревизия дроссельных клапанов потребовал опорожнения напорного коллектора и напорных трубопроводов

ГПН, для чего были закрыты всасывающие задвижки ГПН и все запорно-регулирующие клапаны каналов ремонтируемой половины реактора, тепловыделяющие элементы при этом охлаждались в условиях барботажа горячей воды и пара из каналов в холодную воду сепараторов. Замена ДШ и перегрузочные работы проводились на другой половине реактора одновременно с ремонтными, уровень воды при производстве перегрузочных работ был снижен до отметки запорных пробок каналов. Опыт проведения ремонтных и перегрузочных работ показал возможность их безопасного совмещения и подтвердил правильность проектных решений в этой части.

После окончания ПНР реактор был пущен, разогрет и выведен на мощность 250 МВт (эл) при одном работающем турбогенераторе (ТГ-2), а затем были проведены пробный пуск, проверка защит, электрические испытания, синхронизация и включение в сеть второго турбогенератора (ТГ-1) и сдача его в эксплуатацию. При двух работающих турбогенераторах мощность блока ступенями по 50 МВт (эл) была доведена до 550 МВт (эл), а затем до 600 МВт (эл).

На этом этапе освоения и эксплуатации реактора большое внимание было уделено исследованию полей энерговыделения по объему реактора и уточнению методик физического расчета. Для экспериментальной проверки и подтверждения расчетной методики, принятой для дискретного контроля полей энерговыделения, использовались результаты измерений нейтронных полей во время физпуска, а также результаты двух измерений остаточной гамма-активности ТВС на остановленном реакторе, проведенных в период энергопуска. Путем статистического обработки распределений энерговыделения, полученных тремя независимыми методами (гамма-сканированием, физрасчетом и в результате замеров системой СФКРЭ) были получены среднеквадратичные погрешности определения мощности каналов физрасчетом и гамма-сканированием. Сравнение экспериментальных распределений энерговыделения с полями, полученными по программе обработки дискретных измерений, подтвердило соответствие принятых расчетных моделей реальным распределениям как для самих контролируемых величин, так и для дисперсии их погрешностей.

При работе реактора на различных режимах (разогрев, энергетические уровни мощности, расхолаживание) велась регистрация температур металлоконструкций, графита и оболочек твэлов. С целью изучения температурного режима твэлов в реактор были помещены две специальные термометрические кассеты, снабженные термодатчиками, размещенными в различных точках по высоте и радиусу тепловыделяющей сборки. В результате анализа замеров температуры графита и оболочек твэлов выявлено хорошее совпадение экспериментальных данных с расчетными. Экспериментальные данные по температурному режиму металлоконструкций показали, что принятые в проекте значения температур верхних и нижних металлоконструкций реактора являются завышенными, ожидаемое значение максимальной температуры металлоконструкций на номинальном уровне мощности при работе с азотным заполнением графитовой кладки оценено не выше 350 °С.

В качестве критерия, определяющего безопасную работу реактора и возможность очередного увеличения мощности, принималась вероятность не выхода в режим кризиса теплообмена на одного из каналов активной зоны. Был составлен и введен в действие комплекс программ физического и теплотехнического расчетов реактора с использованием экспериментальных данных систем СУЗ, СБКРЭ и контроля поканальных расходов (программа "Базис"). С помощью программы "Базис" при эксплуатации реактора на стационарном уровне мощности, а также в процессах ступенчатого увеличения мощности имеется возможность выявления "горячих" областей среди каналов активной зоны, где запасы до кризиса минимальны, и определения наиболее рациональных и действенных мер увеличения теплотехнической надежности реактора. В табл.3 приведены основные параметры реактора, работающего на мощности 550 МВт (эд) и в табл.4 параметры отдельных технологических каналов, определенные с использованием программы "Базис".

Во время пуска блока и при работе его на мощности непрерывно производились радиационные измерения в помещениях АЭС и на окружающей местности. Некоторые радиационные характеристики приведены в табл.5. Удельная активность в активной зоне реакторного контура составила до  $10^{-4}$  Ки/кг. Перед газгольдером выдержки общий газовый вынос - 60 Ки/сут.

Таблица 3

Половина реактора	Левая	Правая
Давление в сепараторах, кгс/см <sup>2</sup>	61	62
Давление в напорных коллекторах, кгс/см <sup>2</sup>	77,5	75,5
Расход воды, м <sup>3</sup> /ч	26800	27600
Температура воды на входе в ТК, °С	267	267
Среднее паросодержание, %	7,9	7,3
Тепловая мощность реактора, МВт	1900	

Таблица 4

Зона профилирования по расходу воды	Центральная	Периферийная
Максимальная мощность ТК, кВт	1790	1470
Минимальная мощность ТК, кВт	840	640
Максимальный расход через ТК, м <sup>3</sup> /ч	43,6	38,0
Минимальный расход через ТК, м <sup>3</sup> /ч	28,4	23,2
Максимальное паросодержание, %	14,5	15,1
Минимальное паросодержание, %	4,3	4,2
Максимальный запас до критической мощности	4,24	4,78
Минимальный запас до критической мощности	1,82	1,93
Теплотехническая надежность	0,99992	

Таблица 5

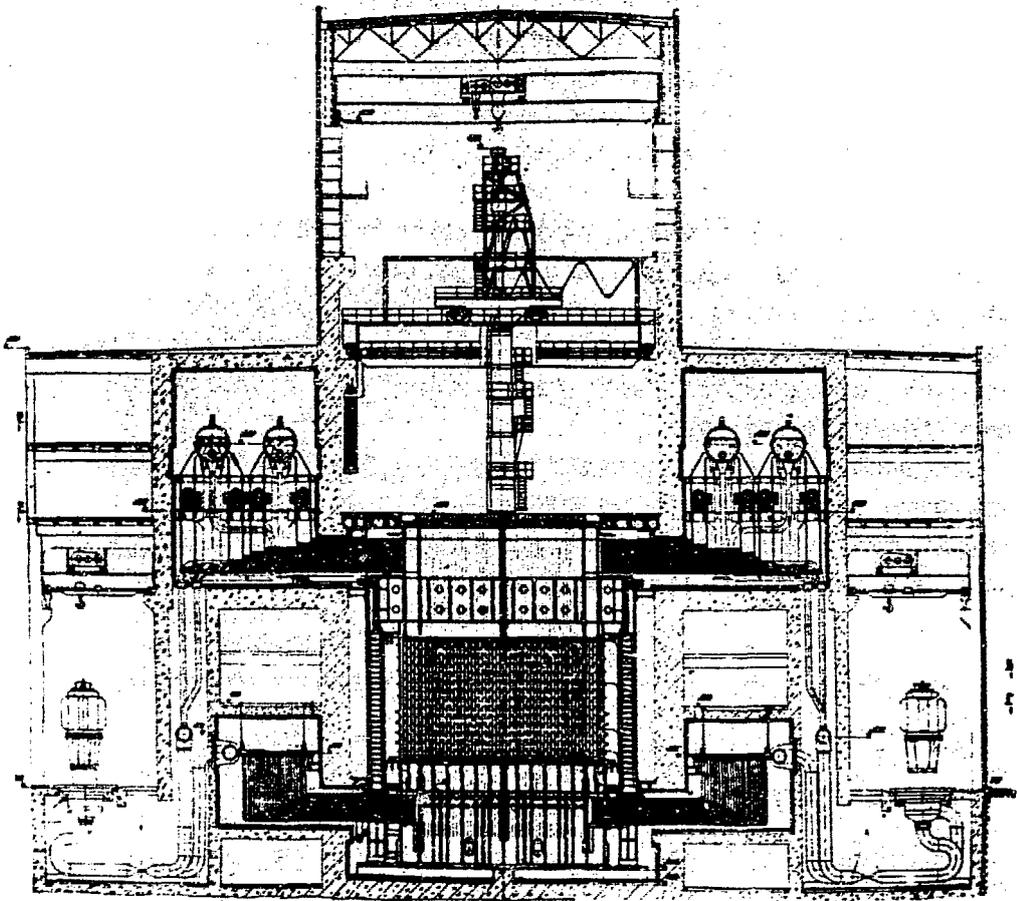
Точка замера	Уровень радиации
Центральный зал	Над активной зоной на периферии
	1 мкбэр/с 0,1 мкбэр/с
Турбогенератор	
Боксы циркуляционного контура	0,2 - 0,9 мкР/с
коридоры у боксов	150 - 200 мкР/с
	0,2 - 0,5 мкР/с

## ВЫВОДЫ

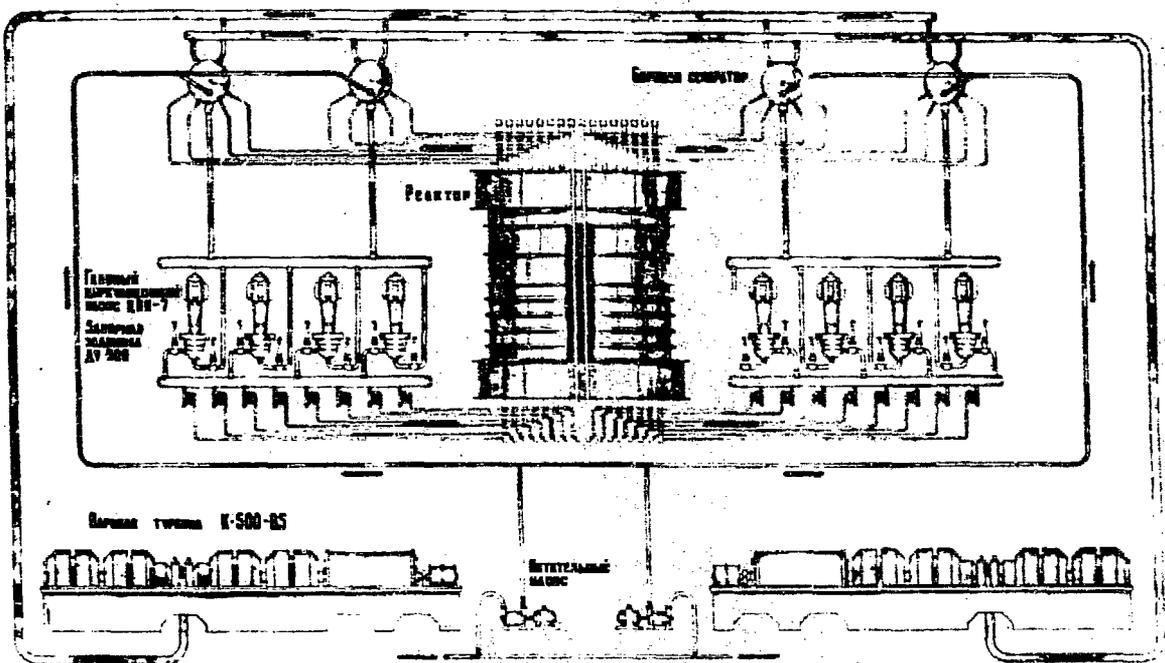
Несмотря на ряд трудностей, связанных с освоением нового, нестандартного оборудования пуск I блока Ленинградской АЭС им. В.И. Ленина прошел успешно, начался период эксплуатации и освоения блока. Накопленный опыт работы блока на мощности до 650МВт (эл) в основном подтвердил работоспособность оборудования и соответствие полученных характеристик, заложенным в проект. По результатам пуско-наладочных работ и первого этапа эксплуатации реактора на мощности введены необходимые изменения в конструкцию отдельных узлов и элементов, в технологическую схему и эксплуатационные режимы, намечены и реализуются мероприятия, направленные на улучшение характеристик оборудования блока.

Успешный пуск I блока АЭС стал возможным в результате напряженного творческого труда специалистов различных профессий, представителей заводов, научных, проектных, конструкторских, строительных, монтажных организаций и эксплуатационного персонала станции.

Основной задачей настоящего времени и ближайшего будущего является вывод реактора на номинальный уровень мощности и анализ полученного опыта с целью его учета при создании последующих АЭС с реакторами этого типа.



Продольный разрез станции

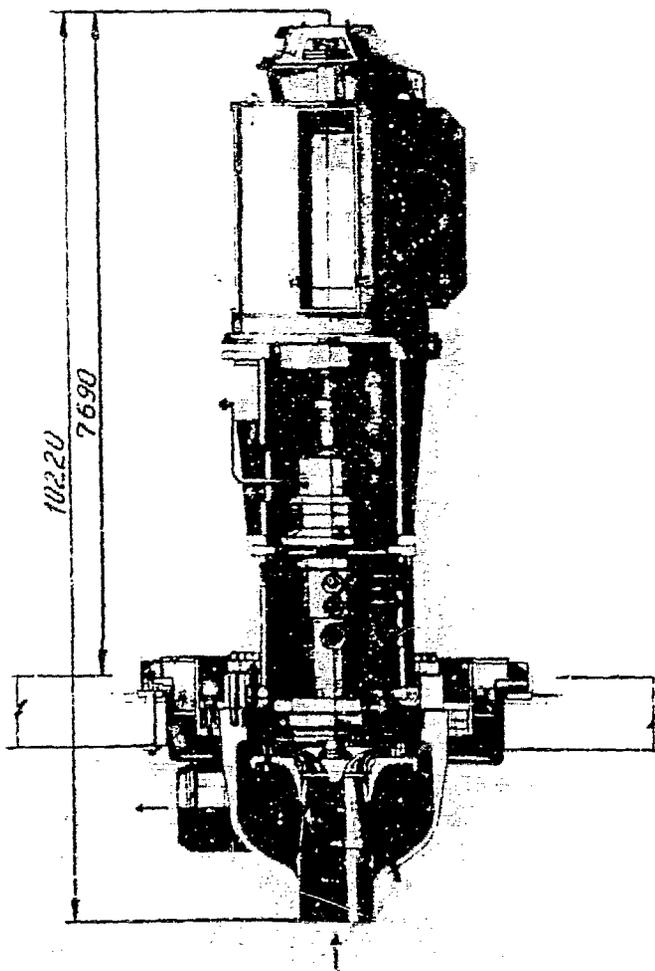


**Основные характеристики**

Электрическая мощность - 1000 кВт  
 Паропроизводительность -  $5,8 \cdot 10^3$  т/час  
 Расход теплоносителя -  $37,5 \cdot 10^3$  т/час  
 Температура воды на входе в реактор -  $270^\circ\text{C}$

Температура насыщенного пара в баке-нагревателе -  $284^\circ\text{C}$   
 Давление в баке-нагревателе -  $76 \text{ кг/см}^2$   
 Количество теплотехнических кабелей - 1693 шт.

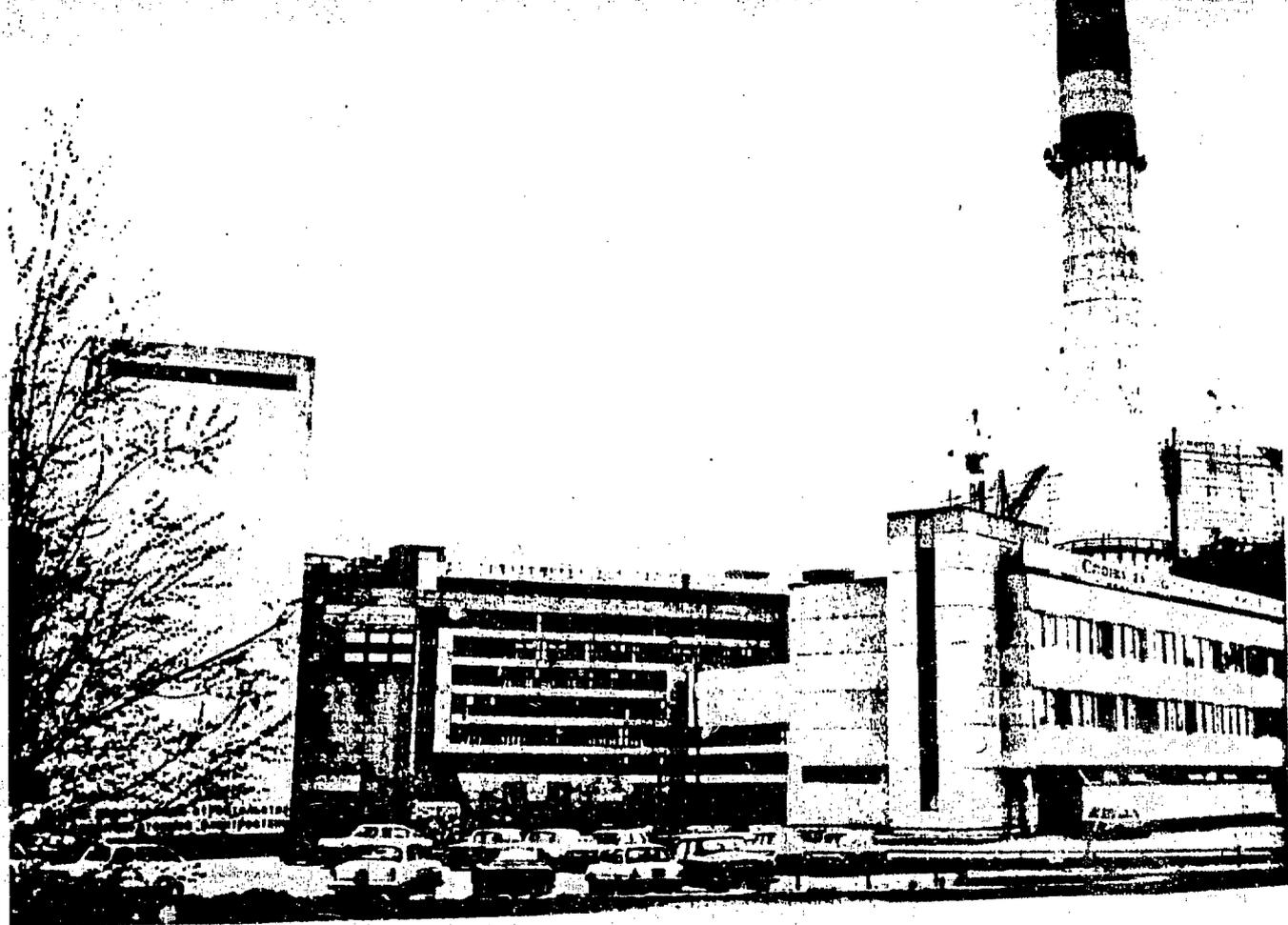
Принципиальная схема установки РЕМ-К



НАСОС ЦМН-7

РАСХОД	/м <sup>3</sup> /час/	0250	ВЕС ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ		
НАБОР	/в. бол. см/	195	В.Д.А. = 173/10-0	/м/	20
ЧИСЛО ОБОРОТОВ	/об. мин./	1000	КОМПРЕССОР КОМПОСОВСКО СЗ		
ВЕС ВАСОСНОГО АГРЕГАТА	/в/	127	ТЕЛОС СВАЛКА	/вм/	0

Главный чертеж. Цирконий насос



Общий вид станции (справа строительство II блока)

## АТОМНЫЕ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ И АТОМНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ. ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ.

Б.Б. Батуров, В.А. Черняев, Н.В. Галактионов,  
В.Е. Макаров, С.В. Радченко

Доклад посвящен укрупненному исследованию технико-экономических условий и экономической эффективности осуществления промышленного и бытового теплоснабжения на базе ядерных реакторов.

В настоящее время, когда уже нет сомнений в технической возможности создания атомных теплоэлектростанций — АТЭС и атомных станций теплоснабжения — АСТ (атомные котельные) на базе освоенных типов энергетических реакторов — ВВЭР, РБМ, АМБ, перспективных проектов этих реакторов, а также проектов реактора ВК, вопросы: о целесообразности теплоснабжения на базе ядерных реакторов, о предпочтительной форме энергоисточника — АТЭС или АСТ, об оптимальных параметрах (температура и давление перегретого пара) и профиле (коэффициент теплофикации) АТЭС, являются, прежде всего, вопросами экономическими, которые необходимо решать путем системного технико-экономического анализа энергохозяйства конкретного района.

Настоящее исследование проведено применительно к условиям Европейской части СССР с учетом дефицита органического топлива и ограничений на возможный объем привлечения ядерного горючего в топливно-энергетический баланс энергетики.

В настоящей работе принято, что общий объем ядерного горючего, привлеченного в энергетику, остается неизменным. При этом, основное внимание уделено исследованию возможных изменений в органическом топливе, объема капиталовложений и объема суммарных приведенных затрат на удовлетворение фиксированных потребностей большого района в тепле и электроэнергии при включении в энергохозяйство этого района атомных источников теплоснабжения.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных проблем энергетики на ближайшую перспективу является обеспечение топливными ресурсами возрастающего роста энергопотребления. Ожидается, что в ближайшей перспективе за каждое десятилетие общие потребности в топливных ресурсах будут возрастать в 1,5-1,8 раза. При этом будут интенсивно возрастать абсолютные объемы потребностей в топливных ресурсах не только на производство электроэнергии, но также и на производство тепла для целей теплоснабжения.

Наряду с общим дефицитом топливных ресурсов предпосылками для организации промышленного и бытового теплоснабжения на базе ядерных реакторов является:

- использование на ТЭЦ и районных котельных газомазутного топлива, которое является наиболее высококачественным так называемым "квалифицированным" и наиболее дефицитным видом энергетического топлива;

- значительные успехи в энергетическом реакторостроении, доказавшие возможность создания надежных в работе и радиационнобезопасных ядерных реакторов и техническую осуществимость генерации пара "стандартных" для классической энергетики параметров с помощью ядерных реакторов;

- стремление уменьшить загрязнение окружающей среды при сжигании высокосернистого газомазутного топлива на ТЭЦ, районных и пиковых котельных, которые располагаются в непосредственной близости с промышленными и жилищными массивами.

Всвязи с этим уже в настоящее время актуальна постановка исследований, направленных на выявление технических условий и экономической целесообразности использования энергии ядерных реакторов для промышленного и бытового теплоснабжения.

Целью настоящей работы является:

1. Оценка роста объемов потребностей в теплоснабжении и уровня концентрации тепловых нагрузок в Европейской части СССР в ближайшие 10-15 лет.

2. Рассмотрение технических условий для создания АТЭЦ и АСТ в ближайшие 10-15 лет, определения профиля основного оборудования и возможного уровня начальных параметров цикла АТЭЦ, а также оценка возможных изменений режимных условий работы энергохозяйства большого района при включении в его состав атомных источников теплоснабжения.

3. Рассмотрение методических аспектов системного анализа технико-экономической эффективности АТЭЦ и АСТ.

4. Исследование возможных изменений объема потребностей в органическом топливе, объема капиталовложений и объема суммарных приведенных затрат на удовлетворение фиксированных потребностей большого района в тепле и электроэнергии при включении в энергохозяйство этого района атомных источников теплоснабжения.

Исследование проведено с учетом не только дефицита органического топлива, но и ограничений на возможный объем вовлечения ядерного горючего в топливно-энергетический баланс энергетики.

## II. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕМЫ ПОТРЕБНОСТЕЙ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ И УРОВНИ ПРИСОЕДИНЕННЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Оценки изменения потребностей СССР в тепле для целей промышленного и бытового теплоснабжения на ближайшую перспективу и возможного удовлетворения их путем строительства котельных и ТЭЦ на органическом топливе свидетельствует о том, что в ближайшие 10-15 лет потребуются строительство большого числа отопительных и промышленно-отопительных котельных и ТЭЦ.

Можно ожидать, что в рассматриваемый период общая мощность котельных значительно увеличится. При этом наряду с ростом суммарной мощности будет происходить значительное увеличение и единичных установленных мощностей котельных. Так, если в 1970 г. максимальная единичная мощность котельных составляла около 500 Гкал/ч, то к 1980 г. она может увеличиться до 800 Гкал/ч, т.е. возрасти более, чем в 1,5 раза. Однако только около 40% вновь вводимых котельных будет иметь установленную мощность более 50 Гкал/ч и менее 30% будут иметь установленную мощность более 100 Гкал/ч.

Среди вновь вводимых отопительных ТЭЦ наибольшую группу будут составлять ТЭЦ с присоединенной тепловой нагрузкой 1200-1400 Гкал/ч (1400-1600 МВт), но вместе с тем возможно строительство ТЭЦ с присоединенной тепловой нагрузкой, превышающей указанную в 2-3 раза.

Среди вновь вводимых промышленно-отопительных ТЭЦ около 15% будут составлять ТЭЦ с присоединенной тепловой нагрузкой 850-900 Гкал/ч (1000-1100 МВт), около 20% - ТЭЦ с присоединенной тепловой нагрузкой 1100-1300 Гкал/ч (1100-1500 МВт) и около 30% - ТЭЦ с присоединенной тепловой нагрузкой 1400-1600 Гкал/ч (1600-1900 МВт).

При совместном рассмотрении планируемого расположения ТЭЦ и котельных можно выделить города, в которых для удовлетворения потребностей в тепле одновременно предусматривается строительство ТЭЦ и мощных котельных различного типа. Возможно, что для этих пунктов окажется более целесообразной система теплоснабжения, предусматривающая объединение источников тепла, что позволило бы на таких тепловых центрах использовать в качестве энергоисточников ядерные реакторы. Но даже без такого совмещения в рассматриваемый период имеется вероятный потребитель тепла от АСТ мощностью 800 МВт и АТЭЦ с присоединенной тепловой нагрузкой от 1000 до 2000 тепловых МВт. При этом, если число таких АСТ может составлять только единицы, то возможное число таких АТЭЦ составляет несколько десятков.

Несмотря на планируемое опережающее развитие Восточных районов, более половины установленной мощности ТЭЦ намечается к размещению на территории Европейской части СССР, где конденсационные АЭС уже в настоящее время конкурентноспособны с современными КЭС на органическом топливе.

### III. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ

В качестве технических средств для реализации промышленного и бытового теплоснабжения от специализированных источников (АСТ) могут рассматриваться ядерные реакторы с водой под давлением - ВВЭР, реакторы кипящего типа - ВК, РБМК, а также реакторы с перегревом пара - АМБ, в несколько модифицированном виде в соответствии с требуемыми параметрами тепла для теплоснабжения. Возможность технической осуществимости таких реакторов уже в настоящее время не вызывает сомнений при параметрах I контура на ВК, ВВЭР и РБМК около 230-320 °С, на реакторах типа АМБ около 500 °С.

Опытом работы Балажурской АЭС доказана техническая осуществимость ядерного перегрева пара на реакторах типа АМБ. Имеется проект реакторов этого типа на "стандартные" параметры (130ата и 565°С;

160 ата и 565°C; 240 ата и 565°C). Опыт эксплуатации пароперегревателейных каналов в реакторе второго блока Белоярской АЭС показал, что топливная составляющая электроэнергии, вырабатываемой этой станцией, может быть снижена до уровня реакторов Ново-Воронежской АЭС.

В работе, выполненной в 1972 г. совместно с Всесоюзным Техническим Институтом было показано, что для АТЭЦ оптимальное значение коэффициента теплофикации существенно выше, чем для ТЭЦ. Это обусловлено существенными различиями в структуре капиталовложений и в соотношении топливной и постоянной составляющих себестоимости (а также удельных приведенных затрат) на произвольные АТЭЦ и ТЭЦ виды энергии. Поэтому для АТЭЦ целесообразно создание теплофикационных турбин нового типа, имеющих развитый цилиндр низкого давления и дополнительный регулируемый отбор пара для покрытия пиковых потребностей в тепле. Такие турбины способны работать с постоянным расходом острого пара (т.е. без снижения мощности реактора) как в теплофикационном, так и в конденсационном режимах.

Техническая осуществимость такого типа теплофикационных турбин (даже при параметрах острого пара - 65 ат и 285°C) подтверждена Харьковским Турбинным Заводом (ХТЗ).

Использование такого типа теплофикационных турбин на АТЭЦ, входящих в систему энергохозяйства большого района, связано с некоторыми изменениями режима эксплуатации электрогенерирующих источников этой системы, в частности снижением годового числа использования их установленной мощности. Колл ичественно величина этого снижения возрастает с ростом начальных параметров теплофикационного энергетического цикла АТЭЦ.

В работах Сибирского Энергетического Института, Московского Энергетического Института и Ленинградского отделения Института ПромЭнергоПроект, посвященных предварительному исследованию теплоаккумулирующей способности зданий и тепловых сетей, показано, что при климатических условиях, характерных для Центра Европейской части СССР, расход энергии зданий и тепловых сетей не выходит за допустимые пределы при отключении теплоснабжения до 4-6 часов.

Результаты этих работ могут служить предпосылкой для исследования вопроса о возможности и экономической целесообразности участия АТЭЦ (и особенно АТЭЦ с указанным выше новым типом теплофикационных турбин) в покрытии пиковых потребностей района в электроэнергии. Это может быть осуществлено, например, путем отключения тепловой нагрузки на время прохождения пика потребностей в электроэнергии (2-3 часа) и перепада на это время турбины АТЭЦ

в конденсационный режим работы. Вопрос этот безусловно не простой и требует максимальной осторожности и тщательности при изучении технических возможностей для его решения.

#### IV. МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ АНАЛИЗА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АТЭЦ И АСТ

Исследование сравнительной экономической эффективности возможных направлений использования энергии ядерного горючего в энергетике, т.е. не только для выработки электроэнергии на конденсационных АЭС, но и для специализированного производства тепла (АСТ), а также для комбинированной выработки электроэнергии и тепла для промышленного и бытового теплоснабжения (АТЭЦ) является большой сложной и комплексной проблемой. Для решения этой проблемы необходимо рассмотрение широкого круга технических, нейтрально-физических, конструкторских, теплотехнических и других узкоспециализированных вопросов, а также решения ряда задач по отысканию наиболее рационального профиля оборудования и режимов эксплуатации специализированных (АСТ), и особенно, комбинированных (АТЭЦ) источников теплоснабжения, с учетом их функционирования в общей системе энергохозяйства страны, или, по крайней мере, в системе энергохозяйства большого района.

Инструментом для выполнения такого исследования должны служить динамическая модель, описывающая энергетическое хозяйство (топливно-энергетического баланса) страны или большого района, структуру и взаимосвязи энергопотребителей и энергоисточников, систему обеспечения их топливными ресурсами, а также динамику развития энергохозяйства рассматриваемого района во времени.

Предварительным этапом по отношению к изучению проблемы на базе динамической модели может служить исследование ее на статических моделях. Статические модели представляют собой прогнозное описание состояния энергохозяйства страны или большого района в определенный момент времени (в перспективе), т.е. приближенно результируют предшествующий рассматриваемому моменту этап развития энергетики этого района. Такие модели позволяют приближенно оценивать сравнительную экономическую эффективность различных вариантов развития энергохозяйства большого района (от настоящего до рассматриваемого момента времени) по разности годовых эконо-

мических эффектов, которые сможет обеспечить в рассматриваемый момент времени энергохозяйство этого района в случае его развития по каждому из возможных вариантов.

Экономические условия, и, в конечном счете экономическая эффективность реализации теплоснабжения на базе ядерного горючего определяются, во-первых, изменением затрат в энергоносители, во-вторых, изменением капиталовложений в энергоисточники на базе газомазутного топлива (районные и пиковые котельные или ТЭЦ) и на базе ядерного горючего (АСТ или АТЭЦ). Изменение затрат в энергоносители, в свою очередь, определяется соотношением удельных затрат на эти виды энергоносителей и сравнительной эффективностью использования энергии топлива в первом и во втором случае как на отдельных энергоисточниках, так и по системе энергохозяйства в целом.

Наиболее сложным в методическом отношении является, при этом, определение достоверного экономического эффекта от замены газомазутного топлива, планируемого к использованию на перспективных ТЭЦ и котельных, на ядерное горючее. Эти сложности обусловлены неопределенностью информации как о том, где будет использован вытесняемый объем газомазутного топлива, так и о том, откуда будет получен, необходимый для АСТ или АТЭЦ, объем ядерного горючего.

Вытесняемый объем газомазутного топлива может экспортироваться, а также может быть использован как энергетическое топливо и технологическое сырье во многих отраслях народного хозяйства, в том числе и в замыкающей топливно-энергетический баланс страны - электроэнергетике, в которой, во-первых, он всегда может быть гарантированно потреблен, и, во-вторых, его использование даст меньший экономический эффект и по сравнению с его экспортом и его использованием в других отраслях.

Необходимый для АСТ или АТЭЦ объем ядерного горючего может быть либо отвлечен от ядерной электроэнергетики за счет некоторого сокращения программы строительства конденсационных АЭС, либо произведен дополнительно. В первом случае он может быть оценен по прямым затратам на ядерное горючее, т.к. при этом не изменится общий объем ядерных ресурсов, используемых в ТЭБе страны. Во втором случае он должен оцениваться по замыкающим затратам на ядерное горючее, которое в настоящее время неизвестно.

В настоящей работе была принята следующая схема определения экономического эффекта от замены газомазутного топлива на ядерное

горючее:

- необходимый для АСТ или АТЭЦ объем ядерного горючего отблекается от ядерной электроэнергетики за счет некоторого сокращения программы строительства конденсационных АЭС и оценивается по прямым затратам на ядерное горючее;

- вытесняемый с ТЭЦ и котельных объем газомазутного топлива потребляется в электроэнергетике (на КЭС), причем та часть его, которая идет на компенсацию недопроизводства электроэнергии за счет сокращения программы строительства АЭС, оценивается по прямым затратам на газомазутное топливо, а избыток его оценивается по замыкающим затратам на этот вид топлива.

Такой подход является условным, но вместе с тем, позволяет определить тот минимальный (но гарантированный) экономический эффект, который может получить народное хозяйство от замены газомазутного топлива планируемого к использованию на ТЭЦ и котельных, на ядерное горючее. Во всех остальных случаях использования газомазутного топлива (экспорт или потребление в других отраслях) этот эффект будет только выше.

## У. СОДЕРЖАНИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.

С использованием методов математического моделирования были обчислены варианты энергохозяйства большого района, имеющие следующую структуру энергисточников:

а) вариант, включающий КЭС, АЭС, пиковые источники электроэнергии, ТЭЦ и районные и пиковые котельные (базовый вариант);

б) вариант, отличающийся от базового тем, что районные (отопительные и промышленные котельные) частично заменены на АСТ;

в) варианты, отличающиеся от базового тем, что ТЭЦ частично заменены на АТЭЦ, причем АТЭЦ имеют тот же что и ТЭЦ коэффициент теплофикации ( $\alpha_{ТЭЦ} = \alpha_{АТЭЦ}$ ) и различаются между собой начальными параметрами теплофикационного энергетического цикла;

г) варианты, отличающиеся от базового тем, что ТЭЦ частично заменены АТЭЦ, причем АТЭЦ имеют больший коэффициент теплофикации чем ТЭЦ ( $\alpha_{АТЭЦ} = 1,0$ ) и различаются между собой начальными параметрами энергетического цикла;

д) варианты, отличающиеся от вариантов (в) тем, что вместо дополнительных КЭС имеют дополнительные пиковые источники электроэнергии;

е) варианты, отличающиеся от вариантов (з) и (г) тем, что не имеют ни дополнительных КЭС, ни дополнительных пиковых источников электроэнергии, а пик по электроэнергии покрывается от АТЭЦ.

Все рассмотренные варианты были выровнены с базовым по объемам годовой выработки электроэнергии, годового отпуска тепла и по объему установленных электрических и теплоснабжающих мощностей.

В настоящей работе исследования проводились на упрощенной статической модели большого района экономической эффективности использования энергии ядерного горячего для целей теплоснабжения. При этом экономические показатели по топливно-энергетическому балансу приняты на уровне характерном для Европейской части СССР/3/.

Ввиду отсутствия в настоящее время проработанных в достаточной степени проектов конкретных АСТ и АТЭЦ с учетом их размещения по территории Европейской части СССР, а также ввиду оговоренных выше методических условностей исследования на статических моделях, абсолютные значения возможных экономических эффектов могут быть определены только ориентировочно.

Поэтому, в экономическом плане, основное внимание при проведении исследования было уделено изучению экономических условий (в частности, предельнодопустимых значений удельных капиталовложений в АСТ и АТЭЦ, приведенных к единице установленной тепловой мощности ядерных реакторов в составе этих установок) и качественному (сравнительному) анализу экономической эффективности различных вариантов технического решения и условий эксплуатации АСТ и АТЭЦ.

Кроме того, анализировать влияние рассмотренных вариантов теплоснабжения от АСТ и АТЭЦ на общие потребности энергохозяйства района в топливных ресурсах.

## VI. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ.

Некоторые результаты проведенного расчетного исследования представлены в графическом виде на рис. 1-6. При этом, по осям ординат отложено (приведенное к единице тепловой мощности реакторов АСТ и АТЭЦ) изменение по сравнению с базовым вариантом общих объемов: потребностей в газоназутном топливе -

-  $\Delta G$  гвт  $\frac{T \cdot U \cdot T}{\text{кВт}}$  /г; капиталовложений  $\Delta K$   $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$ ; суммарных приведенных затрат -  $\Delta Z$   $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$ . По осям абсцисс отложена разность удельных капиталовложений -  $\Delta K$ , либо в АСТ и районные отопительные или промышленно-отопительные котельные (рис.1), либо в АТЭЦ и АСТ (рис.2-6). В обоих случаях капиталовложения отнесены к установленной тепловой мощности, соответственно реакторов и котлоагрегатов ( $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$ ).

Результаты проведенного исследования свидетельствуют о том, что участие ядерного горючего в покрытии потребностей района в тепле для промышленного и бытового теплоснабжения (как на базе АСТ так и на базе АТЭЦ) сопровождается сокращением суммарных потребностей энергохозяйства в топливных ресурсах. В случае реализации АСТ (рис.1) абсолютное сокращение суммарных потребностей в органическом (газодизельном) топливе (при сохранении неизменным общего расхода ядерного горючего) может составить, примерно, 0,17 т у.т. в год на каждый киловатт установленной тепловой мощности реакторов АСТ (при использовании ее на уровне 4000-4500<sup>0</sup> часов в год).

В случае реализации вариантов "в" (замена ТЭЦ на АТЭЦ при сохранении коэффициента теплофикации равным 0,5) несколько больший объем экономии органического топлива может быть при равенстве начальных параметров теплофикационного энергетического цикла на ТЭЦ и АТЭЦ. При снижении начальных параметров на АТЭЦ объем экономии органического топлива по системе энергохозяйства района резко снижается (до 0,03-0,02  $\frac{T \cdot U \cdot T}{\text{кВт}}$  /ГОД при начальном давлении 65 ат).

В случае реализации вариантов "г" (замена ТЭЦ с  $\lambda_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$  на АТЭЦ с  $\lambda_{\text{АТЭЦ}} = 1,0$ ) при равных начальных параметрах достигается максимальная (среди рассмотренных вариантов) экономия органического топлива - около 0,45 т у.т. в год на киловатт установленной тепловой мощности реакторов АТЭЦ. При снижении начальных параметров экономия топлива сокращается, но не опускается ниже 0,25  $\frac{T \cdot U \cdot T}{\text{кВт}}$  /ГОД.

Сокращение общих потребностей энергохозяйства в органическом топливе обусловлено, во-первых, более высокой эффективностью использования энергии ядерного горючего на АСТ и АТЭЦ по сравнению с ее использованием на АЭС, во-вторых, более высоким к.п.д. по производству электроэнергии на КЭ по сравнению с АЭС и, в-третьих, меньшими потерями тепла при его производстве в реакторе (до 3%) по сравнению с его производством в котлоагрегате на органичес-

ком топливе (до 8%).

При повышении значения коэф. ициента теплофикации на АТЭЦ (до  $\kappa_{\text{АТЭЦ}} = 1,0$ ) увеличение экономии органического топлива обусловлено, во-первых, повышением суммарной выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет ликвидации пиковых источников тепла, во-вторых, увеличением (почти вдвое) суммарной тепловой мощности реакторов АТЭЦ и, соответственно, сокращением на эту величину суммарной тепловой мощности реакторов АЭС.

Величина суммарных капитальных вложений в энергохозяйство района в случае использования ядерных реакторов для целей теплоснабжения на базе АСТ и АТЭЦ существенно зависит от соотношения фактических величин удельных капиталовложений в эти установки и удельных капиталовложений в котельные и ТЭЦ.

Для реализации АСТ предельно допустимое превышение удельных капиталовложений в АСТ по сравнению с удельными капиталовложениями в котельные на органическом топливе ( $\sim 20 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$ ) определенное из условия равенства экономической эффективности этих вариантов составляет примерно 40 руб. на киловатт тепловой мощности реакторов АСТ, что соответствует предельнодопустимой величине удельных капиталовложений в АСТ на уровне  $60 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$ .

Для того, чтобы суммарные капиталовложения в энергохозяйство района при реализации АСТ сохранялись на том же уровне, что и в варианте теплоснабжения района на базе органических котельных, удельные капиталовложения в АСТ не должны превышать 40 руб/кВт. Проведенные предварительные оценки показали, что удельные капиталовложения в АСТ единичной мощностью 300 МВт ожидаются на уровне 80 руб/кВт, для АСТ единичной мощностью 500-600 МВт удельные капиталовложения ожидаются на уровне 50 руб/кВт, а для АСТ единичной мощностью около 1000 МВт и выше удельные капиталовложения ожидаются на уровне 40 руб/кВт. Сравнение ожидаемых значений фактических удельных капиталовложений в АСТ с их предельнодопустимой величиной позволяет сделать вывод о том, что в рассматриваемой перспективе (до 1990г.) имеется возможность создания отдельных АСТ конкурентноспособных с котельными на органическом топливе. При этом перерасход капиталовложений в системе энергохозяйства оправдан экономией высококвалифицированного и дефицитного газомазутного топлива.

Для реализации АТЭЦ имеющих коэффициент теплофикации на том же уровне, что и ТЭЦ ( $\kappa_{\text{АТЭЦ}} = \kappa_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$ ) предельно допустимое превышение удельных капиталовложений в АТЭЦ по сравнению

с удельными капиталовложениями в ТЭЦ ( $\sim 50$  руб/кВт), определенные из условия равенства экономической эффективности этих вариантов составляет зависимости от начальных параметров теплофикационного энергетического цикла 25-45 руб/кВт, что соответствует величине предельно допустимых удельных капиталовложений в АТЭЦ на уровне 75-95 руб/кВт.

Предельно допустимая величина фактических удельных капиталовложений в АТЭЦ, определенная из условия равенства суммарных капиталовложений по варианту с АТЭЦ и варианту с ТЭЦ на органическом топливе, составляет в зависимости от начальных параметров 65-75 руб/кВт.

Для реализации АТЭЦ, коэффициент теплофикации которых ( $\alpha_{\text{АТЭЦ}} = 1$ ) существенно выше чем у ТЭЦ ( $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$ ), предельно допустимое превышение удельных капиталовложений в АТЭЦ по сравнению с удельными капиталовложениями в ТЭЦ (50 руб/кВт) определенное из условия равенства экономической эффективности этих вариантов составляет 35-70 руб/кВт, что соответствует величине предельно допустимых удельных капиталовложений в АТЭЦ 85-120 руб/кВт.

Предельно допустимая величина удельных капиталовложений в АТЭЦ, определенная из условия равенства суммарных капиталовложений по варианту с АТЭЦ и варианту с ТЭЦ на органическом топливе, составляет 55-70 руб/кВт.

Сопоставление результатов фактических и проектных технико-экономических показателей АЭС и, основанных на них, оценок ожидаемых фактических капиталовложений в АТЭЦ с их предельно-допустимыми значениями позволяет сделать следующие выводы:

- теплоснабжение на базе АТЭЦ в Европейской части СССР конкурентноспособно по сравнению с централизованным теплоснабжением на базе органического топлива (ТЭЦ) при использовании для этих целей основных в настоящее время энергетических реакторов ВВЭР и РБМ с начальными параметрами 65 ата и 285°C;

- повышение начальных параметров теплофикационного энергетического цикла АТЭЦ на базе использования реакторов типа Белоярской АЭС (АМБ) целесообразно, т.к. наряду с повышением экономической эффективности таких АТЭЦ оно будет сопровождаться увеличением объема экономии органического топлива в системе энергетического хозяйства;

- создание для АТЭЦ нового типа теплофикационных турбин

с постоянным расходом перегретого пара (при работе как в теплофикационном так и в конденсационном режиме) и пиковом отбором, позволит повысить коэффициенты использования установленной мощности реактора в составе АТЭЦ, повысить коэффициент теплофикации ( $\alpha_{\text{АТЭЦ}} = 1,0$ ) и, в конечном итоге, увеличить экономию органического топлива и повысить экономическую эффективность энергетического хозяйства;

- возможный объем экономии органического топлива определяется, во-первых, масштабами развития атомной теплофикации, во-вторых, уровнем начальных параметров АТЭЦ и при суммарной присоединенной нагрузке АТЭЦ  $80 \cdot 10^3$  МВт на уровне 1990г. может составить до  $2,5 \cdot 10^6 \frac{\text{т.у.т.}}{\text{год}}$  ( $\alpha_{\text{АТЭЦ}} = 1,0$ ; 240 ата и  $565^\circ\text{C}$ ); при этом экономический эффект может составить от  $50 \cdot 10^6$  до  $350 \cdot 10^6$  руб/год при осторожном (консервативном) подходе к определению технико-экономических показателей рассматриваемых вариантов АТЭЦ;

- оценки сравнительной эффективности возможных вариантов выполнения недобыработки электроэнергии на АЭС (при отвлечении ядерного топлива для АТЭЦ), показали, что при начальных параметрах АТЭЦ на уровне 130-240 ата строительство дополнительных КЭС и строительство дополнительных пиковых источников электроэнергии примерно равноэффективно с экономической точки зрения (рис.6), при сдвигании начальных параметров АТЭЦ пиковые источники электроэнергии становятся значительно менее эффективными;

- в том числе, если подтвердится техническая возможность участия АТЭЦ с новым типом теплофикационных турбин в покрытии пиковых потребностей района в электроэнергии (путем отключения тепловой нагрузки и перехода турбин АТЭЦ в конденсационный режим на время прохождения пика электрической нагрузки) экономическая эффективность АТЭЦ может быть повышена за счет этого на 20-30%.

$\Delta G$      $\Delta K$      $\Delta Z$   
 Т.У.Т./ГОД    ДУБ/ГОД    ДУБ/ГОД  
 КВт    КВт    КВт

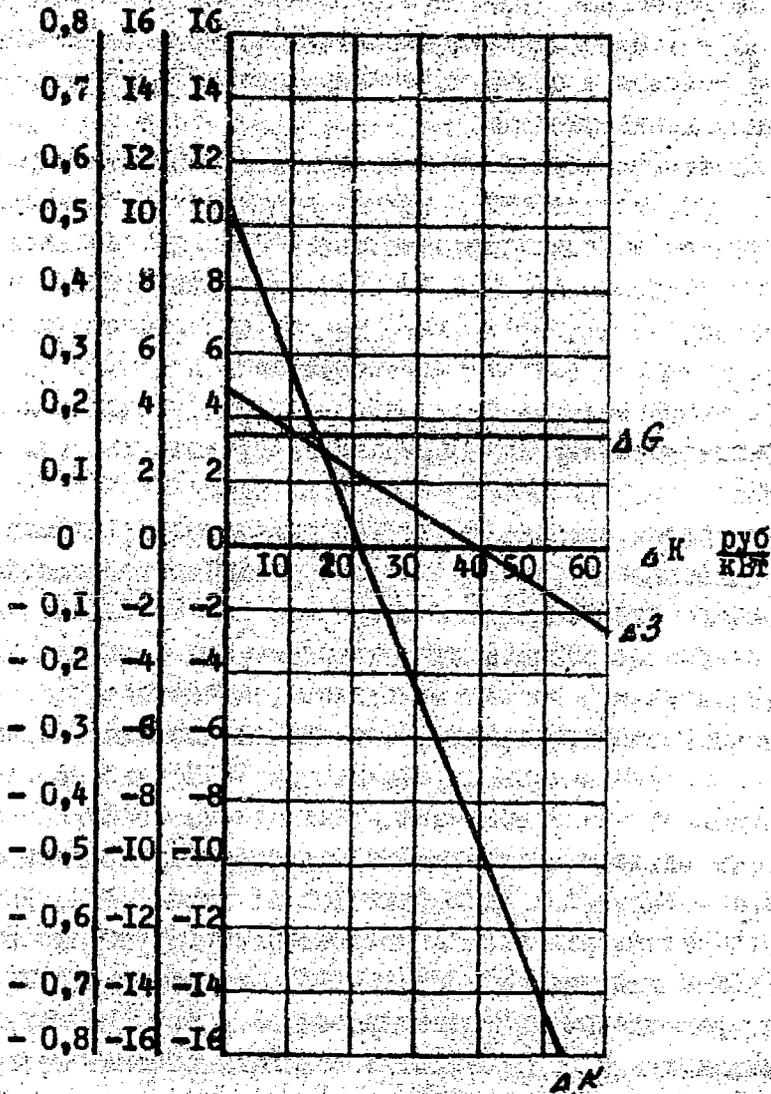


Рис. 1 Экономическая эффективность замены газомазутных котельных на АСТ.

ΔG ΔK ΔЗ

$\frac{\Delta G}{\text{кВт}}$   $\frac{\Delta G}{\text{кВт}}$   $\frac{\Delta G}{\text{кВт}}$

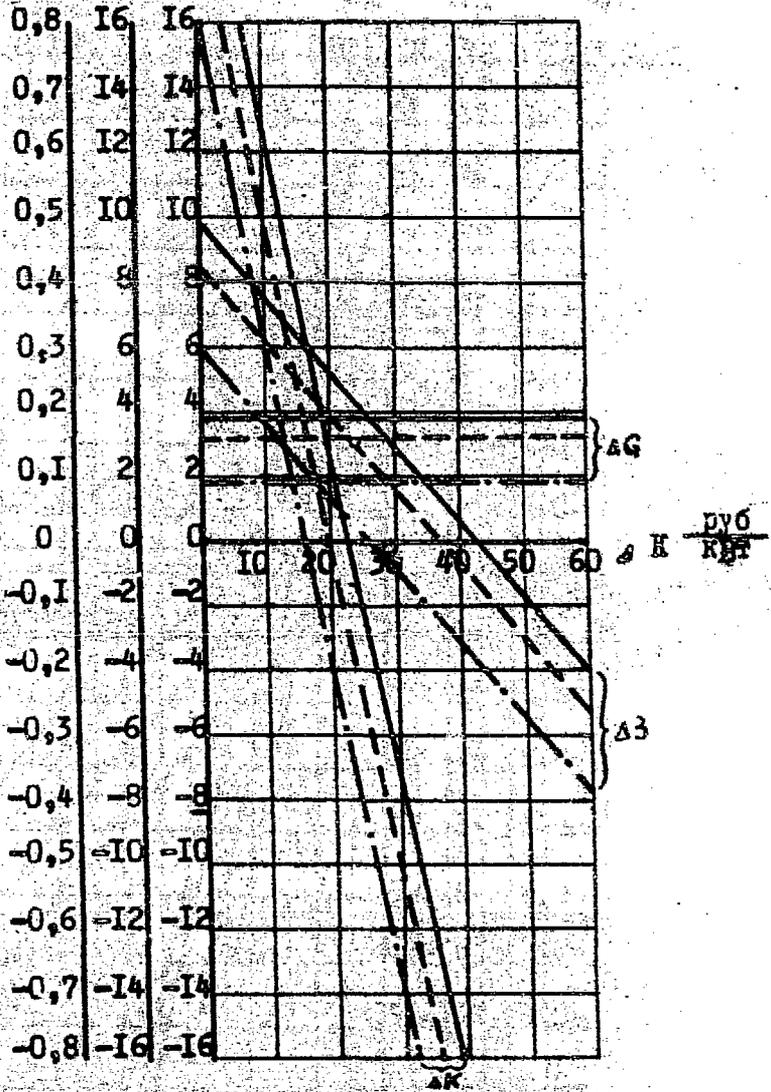


Рис. 2 Экономическая эффективность замены газотурбинных ТЭУ на АТЭУ

( $\alpha_{\text{ТЭУ}} = \alpha_{\text{АТЭУ}} = 0,5$ ;  $P_0^{\text{ТЭУ}} = 130 \text{ ат}$ )

—  $P_0^{\text{АТЭУ}} = 130 \text{ ат}$ ;    - - -  $P_0^{\text{АТЭУ}} = 90 \text{ ат}$ ;  
 - · -  $P_0^{\text{АТЭУ}} = 65 \text{ ат}$

$\Delta G$      $\Delta K$      $\Delta Z$   
Т.У.Т./ГОД    РУБ    РУБ/ГОД  
КВт            КВт            КВт

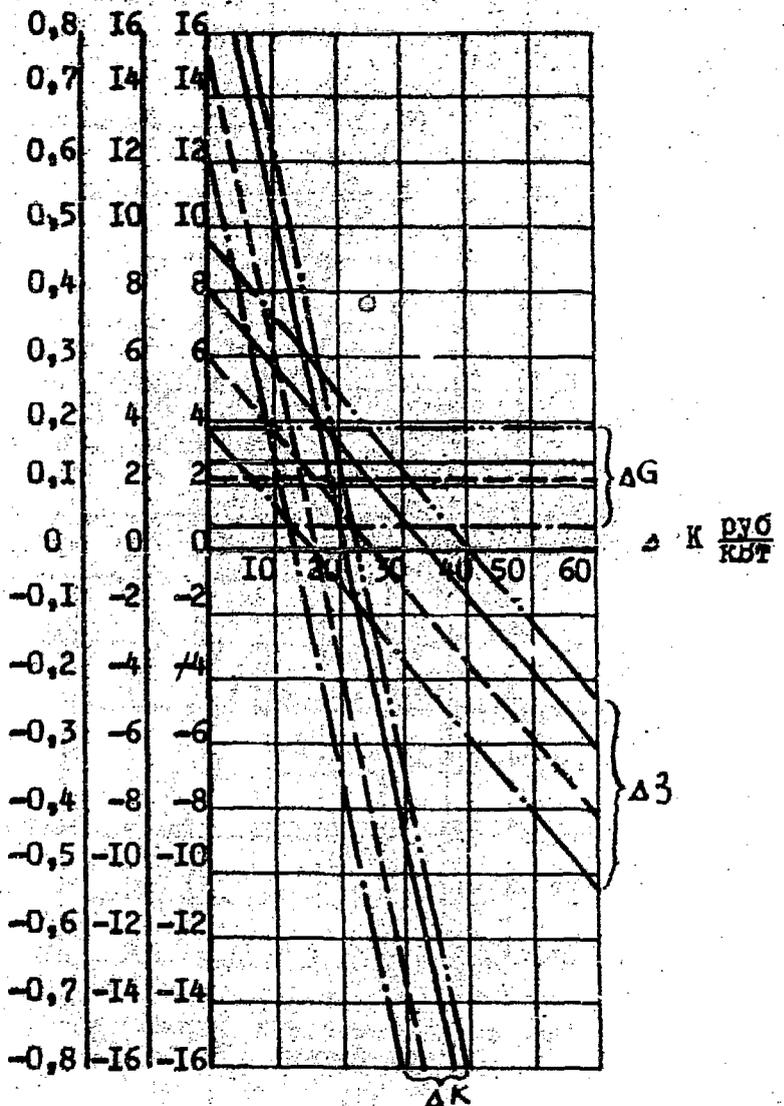


Рис.3 Экономическая эффективность замены газотурбинных ТЭЦ на АТЭЦ  
 ( $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = \alpha_{\text{АТЭЦ}} = 0,5$ ;  $P_0^{\text{ТЭЦ}} = 240$  ат)

— · — · —  $P_0^{\text{АТЭЦ}} = 240$  ат;    —  $P_0^{\text{АТЭЦ}} = 130$  ат;  
 - - - - -  $P_0^{\text{АТЭЦ}} = 90$  ат;    - - - - -  $P_0^{\text{АТЭЦ}} = 65$  ат

$\Delta G$      $\Delta K$      $\Delta Z$   
 $\frac{\text{т.т.т.}}{\text{кВт}}$  /  $\frac{\text{руб}}{\text{год}}$      $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$      $\frac{\text{руб}}{\text{год}}$

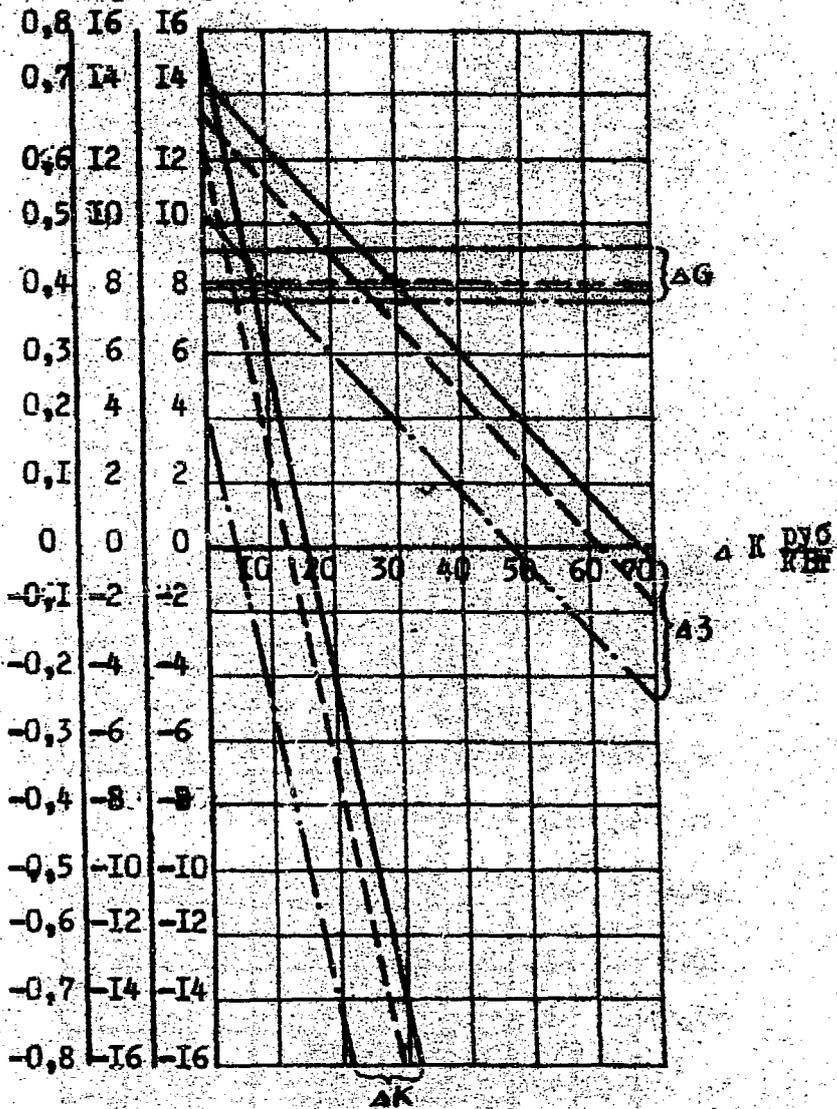


Рис. 4 Экономическая эффективность замены газомазутных ТЭЦ на АТЭЦ  
 ( $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,5$ ;  $\alpha_{\text{АТЭЦ}} = 1,0$ ;  $P_0^{\text{ТЭЦ}} = 130$  руб)

—  $P_0^{\text{ТЭЦ}} = 130$  руб;      - - -  $P_0^{\text{ТЭЦ}} = 90$  руб;  
 - · -  $P_0^{\text{ТЭЦ}} = 65$  руб

$\Delta G$      $\Delta K$      $\Delta Z$

$\frac{I \cdot V \cdot T}{K \cdot B \cdot T} / \frac{D \cdot V \cdot C}{K \cdot B \cdot T}$      $\frac{D \cdot V \cdot C}{K \cdot B \cdot T}$      $\frac{D \cdot V \cdot C}{K \cdot B \cdot T}$

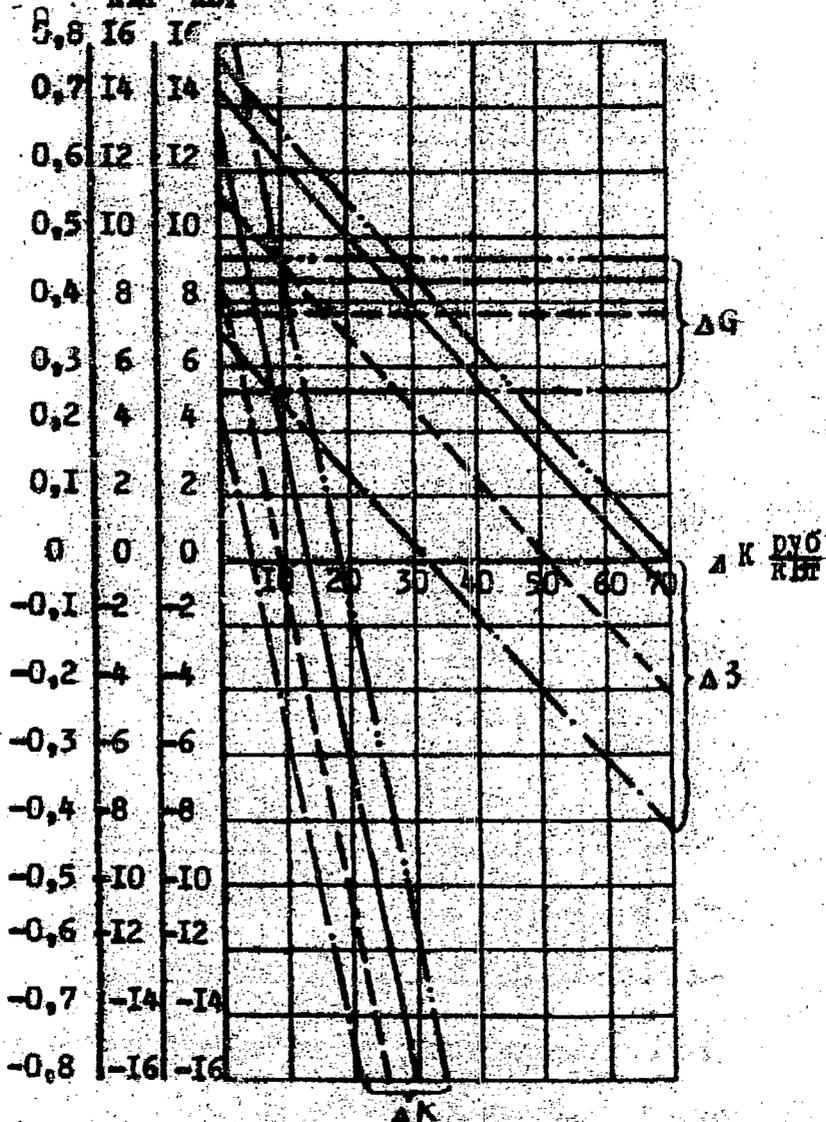


Рис.5 Экономическая эффективность замены газомаслущих ГЭС на АГЭС  
 $(\alpha^{ГЭС} = 0.5; \alpha^{АГЭС} = 1.0; P_0^{ГЭС} = 240 \text{ ат})$

-----  $P_0^{АГЭС} = 240 \text{ ат};$     ---  $P_0^{АГЭС} = 130 \text{ ат};$   
 - - - -  $P_0^{АГЭС} = 90 \text{ ат};$     - - - -  $P_0^{АГЭС} = 65 \text{ ат}$

23  
РУБ/ГОД  
 КВт

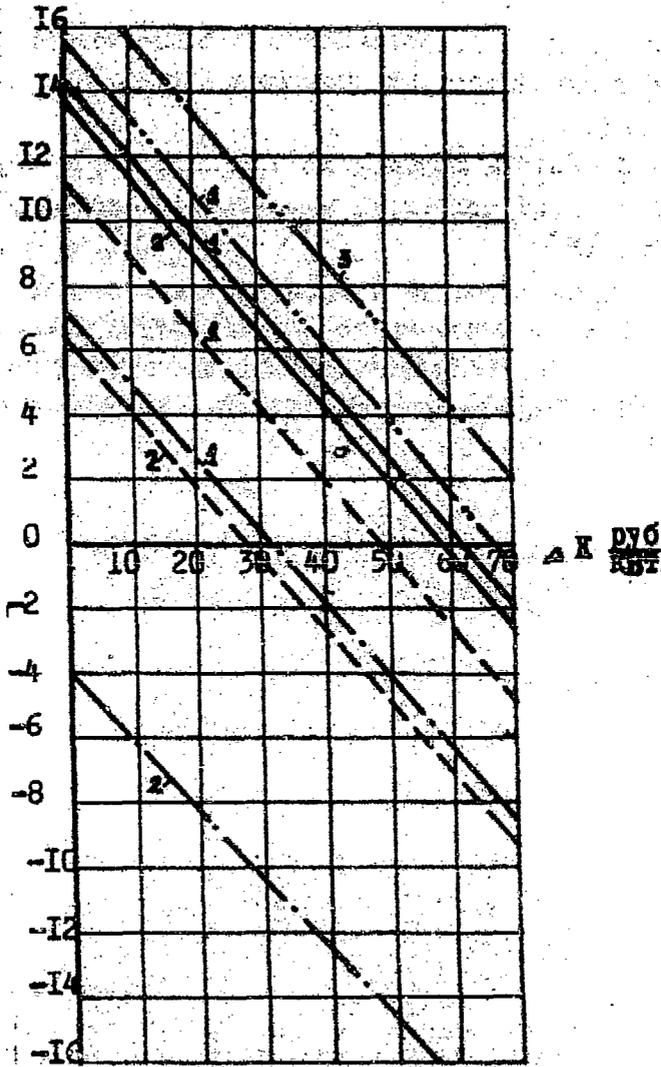


Рис. 6 Экономическая эффективность замены газомасутных ТЭЦ на АТЭЦ  
 ( $\alpha_{ТЭЦ} = 0,5$ ;  $\alpha_{АТЭЦ} = 1,0$ ;  $P_0^{ТЭЦ} = 240$  ат)  
 ———  $P_0^{ТЭЦ} = 240$  ат;      - - - -  $P_0^{ТЭЦ} = 130$  ат;  
 - · - ·  $P_0^{ТЭЦ} = 90$  ат;      - - -  $P_0^{ТЭЦ} = 65$  ат

- 1 - вариант с дополнительными КЭС
- 2 - вариант с дополнительными замкнутыми источниками электроэнергии
- 3 - вариант без дополнительных источников тепловой и электрической энергии.

## ЛИТЕРАТУРА

1. А.А. Макаров, Л.А. Мелентьев. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства, из-во "Наука". Новосибирск. 1973 год.
2. Типовая наборка определения эффективности капитальных вложений и новой техники в народном хозяйстве СССР. Госпланиздат, Москва, 1969г.
3. Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электроэнергию. Из-во "Наука", Москва, 1973год.
4. Букин В.С. Вопросы централизованного теплоснабжения от атомных ТЭЦ. "Теплоэнергетика", № 9, 1972г.

## О Г Л А В Л Е Н И Е

Энергетический пуск I блока Ленинградской АЭС им. В.И.Ленина. А.П.Александров, Н.А.Долдекаль, А.Г.Мешков и др. . . . . 3

Атомные теплоэлектроцентрали и атомные котельные. Техническая возможность и экономическая целесообразность. Б.Б.Багуров, В.А.Черняев, И.В.Галактионов и др. . . . . 22

**ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС  
И ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

**Сборник советских докладов юбилейной  
конференции, посвященной XX-летию  
атомной энергетики**

**г. Обнинск, 25-27 июня 1974 г.**

**(Дополнительный выпуск)**

**Ответственный редактор Б.Б.Батуров  
Технический редактор А.М. Старостин**

---

**Т-03333 от 19.VI.1974 г. Объем 2,3 уч.-изд.л. Тираж 300экз.  
Цена 15 коп. Заказ № 259**

---

**Отпечатано на ротационте ФЭИ, май 1974 г.**

