

Рис. 5.1-5 КПД турбины во времени

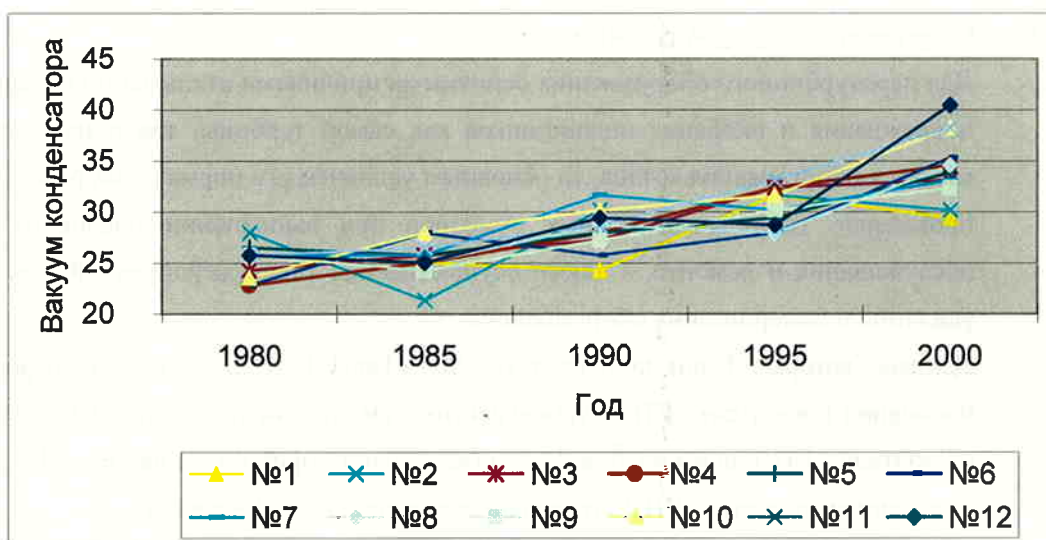


Рис. 5.1-6 Уровень вакуума конденсатора во времени

Устройство восстановления вакуума конденсатора показано на фотографии 5.1-3 и является паровым эжектором, и когда наружная температура воздуха становится низкой, можно наблюдать струю пара, как показано на фото. Это нормальное явление для данного оборудования, и появление пара не является показателем неисправности. Однако, это совершенно очевидно, что с каждым годом эксплуатации КПД оборудования снижается. И только модернизация оборудования может повысить его КПД.

Кроме того, в конденсаторе и трубках нагревателя появились отверстия из-за старения и дефицита материалов, которые стали причиной просачивания жидкости изнутри. Когда это происходит, обслуживающий персонал станции ДП «ТашТЭС» ставит заглушки на концах этих трубок. Отношение трубок с заглушками к общему

количеству трубок известно как коэффициент выключателя, и когда коэффициент выключателя превышает установленную разрешенную поправку для оборудования, скорость теплообмена замедляется, что приводит к снижению уровня вакуума в конденсаторе. Поэтому, необходимо регулировать коэффициент выключателя и по мере необходимости производить замену трубок, чтобы коэффициент выключателя не превысил требуемый уровень. Чтобы предупредить дальнейшее снижение КПД, очень важно собрать данные и проанализировать их во время проведения очередного планового обслуживания и произвести плановую замену трубок.

Как видно на Рис. 5.1-5, оборудование паровой турбины является наружной, а не внутренней установкой, как это принято в Японии. Короб, который закрывает всю турбину, вообще не ремонтируется, поэтому на ее корпус, по всей видимости, попадает дождь. Оборудование, предназначенное для наружной установки, имеет преимущество в стоимости сооружения, но при эксплуатации на него попадает дождь и оно подвергается коррозии. Кроме того, при наружной установке на оборудование попадает пыль или другие чужеродные частицы. Такие условия монтажа являются слишком жесткими для такого точного оборудования, как турбины. Потому что, во время проведения планового обслуживания оборудование вынимается из турбины, и если эта работа производится на открытом воздухе, требуется более строгое чем обычно соблюдение процедур. Как видно на Фото 5.1-5, турбина, которая является самым важным агрегатом, мокнет под дождем. Поэтому, естественно, возникают проблемы, связанные с появлением коррозии.



Фото. 5.1-3 Вакуумный эжектор конденсатора

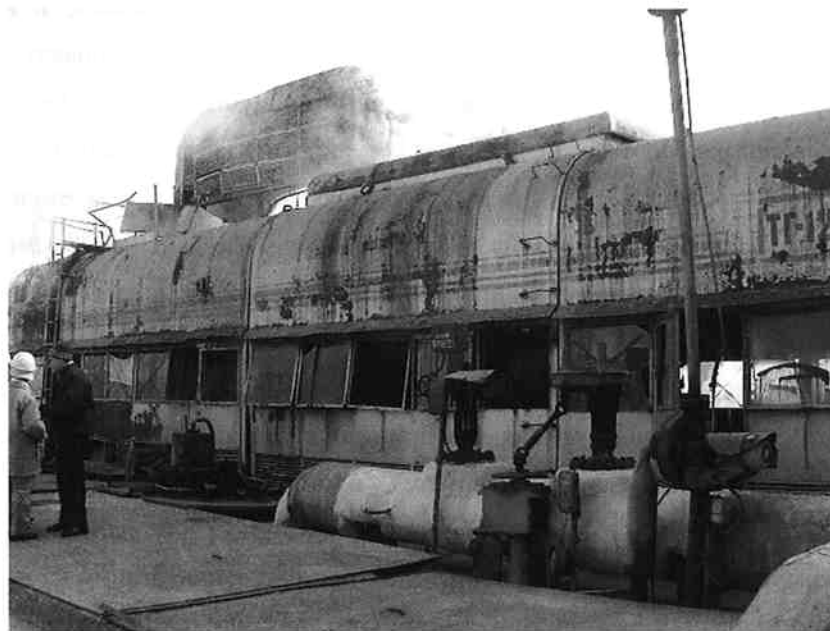


Фото 5.1-4 Короб турбины



Фото 5.1-5 Проведение обслуживания корпуса турбины на открытом воздухе

#### 5.1.4 Электрическое оборудование

Во многих случаях отключения блока были вызваны неисправностями электрооборудования. Однако, не было отмечено ни одного случая отключения блока из-за неисправности или отказа генератора с системой водородного охлаждения или любого другого оборудования подачи водорода. Как показано на Рис. 5.1-2, количество отключений, произошедших из-за отказов электрического оборудования гораздо меньше, чем из-за неисправностей механического оборудования. Как и у любого другого оборудования, внешний вид электрического оборудования свидетельствует, что выполняемое техническое обслуживание не соответствует требуемому уровню. Даже при этих условиях все оборудование функционирует

нормально, и не возникает никаких проблем, требующих принятия срочных мер. Фотография Фото. 5.1-6 показывает внешний вид генератора. Выключатель на 220 Кв – внешнего типа и в основном состоит из воздушных выключателей. Данное оборудование хорошо обслуживается и по всей видимости не возникает каких-либо эксплуатационных проблем.



Фото. 5.1-6 Внешний вид Генератора

#### 5.1.5 Аппаратура регулирования

В основном все блоки спроектированы с автоматическим управлением для регулирования всех установившихся значений в системах подачи топлива, подачи воздуха, регулирования температуры пара, при изменении выходной мощности генератора. Тем не менее, неисправности и повреждения регуляторов и механических приводов были проблемой в течение последних двадцати лет, так как их было невозможно отремонтировать из-за трудностей с приобретением запасных частей и устройств. За исключением некоторых частей системы автоматического контроля, оборудование не может регулироваться автоматически, так что при изменении нагрузки все изменения выполняются вручную. Даже выходная мощность генератора регулируется вручную с помощью регулятора паровой турбины. Такая же практика существовала на электростанциях в Японии до середины 60-х годов. Чтобы достичь оптимального сжигания газа при всех режимах нагрузки, на панели управления выставлена "Карта оптимального режима", и операторы вручную корректируют параметры оборудования для того, чтобы рабочие характеристики соответствовали значениям, показанным на карте. Поэтому изменение нагрузки блока будет небольшим, т.е. 2 МВт/мин (в Японии - 5 МВт/мин), что означает, что быстрота реагирования меньше требуемой.

Однако, это также показывает, что операторы имеют достаточный технический опыт для поддержания нормальной работы старого оборудования, независимо от

автоматического регулирования, что свидетельствует о высоком профессионализме персонала станции.

На Фото 5.1-7 показан Центральный щит управления станции.

Различные регулирующие клапаны и большая часть заслонок и трубопроводной арматуры управляется вручную с ЦЩУ. Когда нагрузка блока постоянна, оператор должен только следить за работой блока по приборам, но в случаях аварийного отключения блока количество работы у оператора увеличивается, делая невозможным правильное выполнение операций, и возрастает вероятность дестабилизации работы блока. Нагрузка на оборудование, таким образом, недопустимо увеличивается, что приводит к опасности сокращения его срока службы. Поэтому, блоки должны быть полностью автоматизированы, и не только для того, чтобы улучшить быстроту реагирования, но также и для повышения надежности.

В связи с тем, что оборудование эксплуатировалось более 40 лет, и имеются много узлов, которые не могут быть заменены, в течение следующих нескольких лет операторам, вероятно, потребуется выполнять вручную гораздо больше задач, и объем ручного труда, на станции вероятно также увеличится.

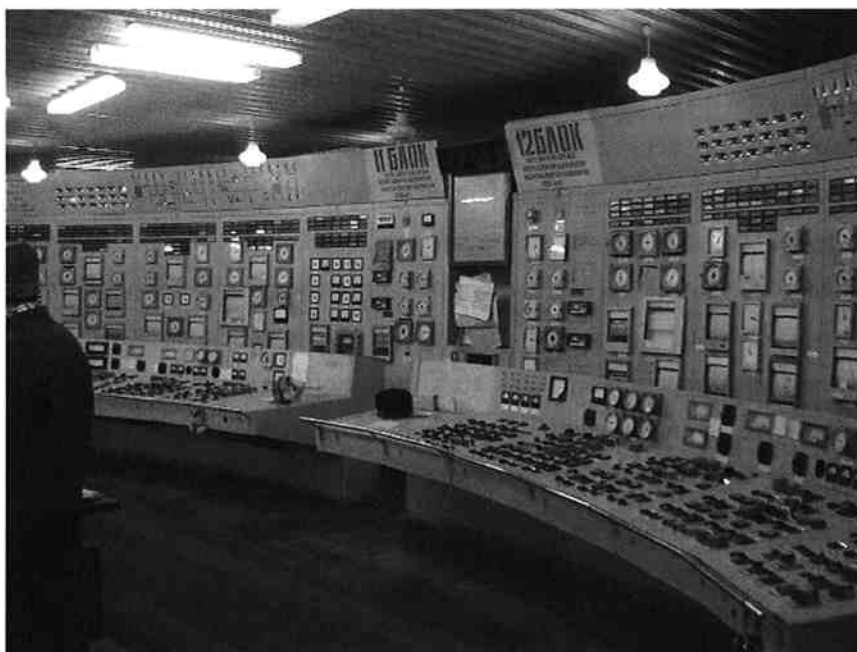


Фото 5.1-7 ЦЩУ

#### 5.1.6 Прочее оборудование

##### а. Оборудование топливной системы

Большая часть топлива, используемого на электростанции это природный газ, который подается по газопроводу. Используется местный природный газ. Поскольку Узбекистан имеет большие запасы природного газа, поставка его обеспечена на многие годы. На станцию газ подается по магистральному газопроводу, который имеет сварную конструкцию, так что риск утечек газа очень незначителен. Однако,

газопровод на территории электростанции имеет много трубопроводной арматуры и ответвлений, где возможны утечки газа. Горелки котла соединены с каркасом котла, который в свою очередь заземлен, при этом на территории станции не предусмотрено никаких мер по предотвращению взрывов для устранения статического электричества - отсутствуют заземляющие устройства, когда люди приближаются к горелкам котла и различным регулирующим газовым клапанам, и не искрящие приспособления, когда вручную открываются и закрываются клапаны. Эти обстоятельства оставляют открытой возможность загорания топливного газа от разрядов статического электричества, в случае утечки газа, таким образом необходимы меры по устранению неисправности. Фото 5.1-7 показано оборудование приема топливного газа.

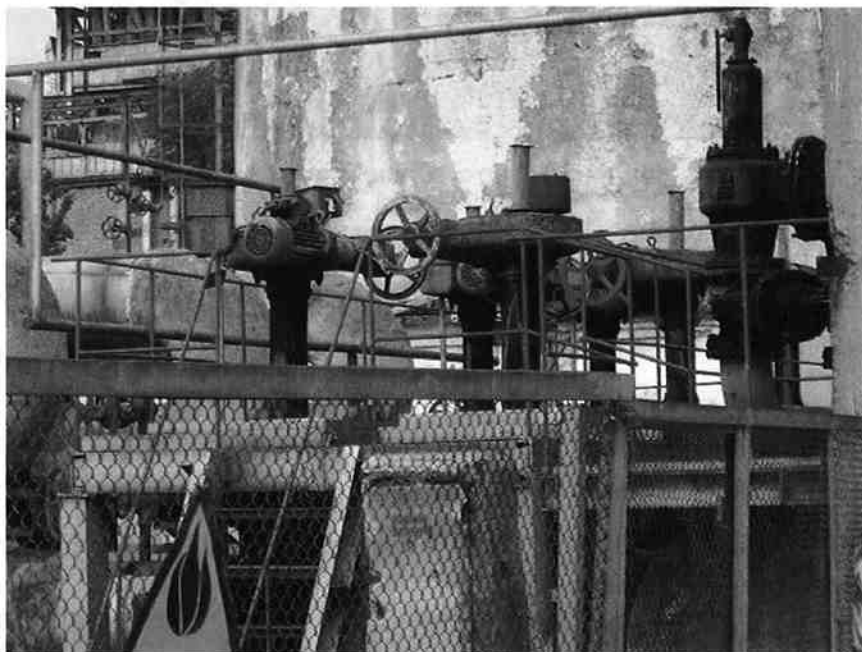


Фото 5.1-8 Оборудование для приема топливного газа

#### в. Теплоизоляция

Чтобы избежать потерь тепла в трубопроводах горячей воды и пара и предотвратить прямой контакт труб с атмосферой, предусматривается изоляция соответствующей толщины из различных материалов, для чего внешняя сторона труб обычно покрывается листовым металлом. Однако на территории ДП «ТашТЭС» имеется много мест, где на трубопроводах отсутствует листовое изолирующее покрытие, и изоляционный материал труб подвергается атмосферным воздействиям. Кроме того, в некоторых частях трубопроводов наблюдаются места, где повреждена или полностью отсутствует изоляция. Вследствие этого, трубопроводы горячей воды и паропроводы имеют прямой контакт с атмосферой. Это все приводит не только к значительным тепловым потерям в сетях, но является также нарушением техники безопасности в связи с вероятностью получения ожогов эксплуатационным персоналом, поэтому требуется срочно принять меры по устранению неисправностей. На Фото 5.1-9 показаны места, где отсутствует изоляция.



Фото. 5.1-9 Отсутствие изоляции на трубопроводах

с. Тренажер

На Фото 5.1-10 показано установленное в одном из зданий на станции оборудование, на котором проводится обучение эксплуатационного персонала. Часть этого оборудования уже работает, но остальная часть комплекса будет укомплектована позже. Это учебное оборудование позволит проводить подготовку и повышать квалификацию операторов и эксплуатационного персонала блока, поэтому необходимо как можно скорее завершить комплектацию этого комплекса.

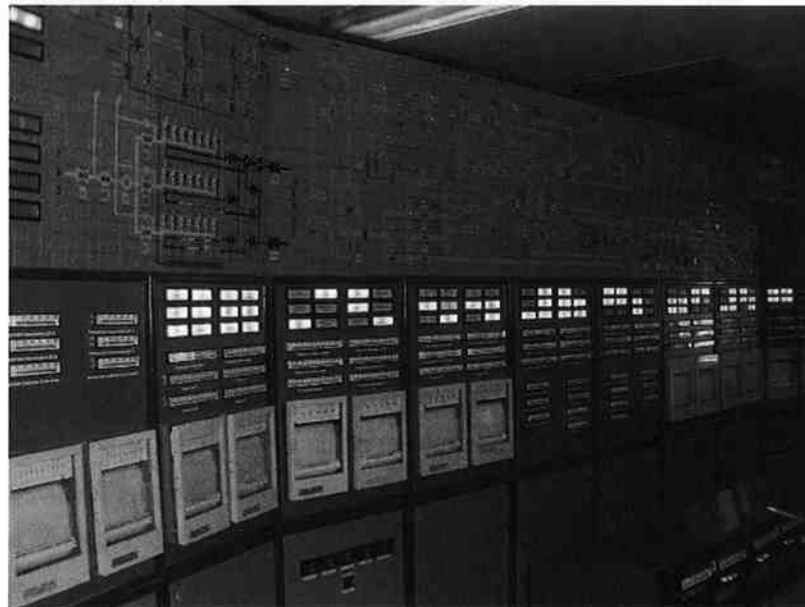


Фото 5.1-10 Тренажер

d. Окружающая обстановка

Как видно на фото 5.1-11, внутри помещения, где размещаются вспомогательные устройства газовой турбины очень тусклое освещение даже днем при солнечном свете.

Во многих местах на рабочих отметках блоков недостаточное освещение, и особенно в здании, где установлено вспомогательное оборудование газовой турбины. На отдельных участках даже в дневное время суток царит кромешная тьма, такая, что не видно собственных ног, когда проходишь по этому участку. Это очень опасно, когда приходится идти, не различая, что у тебя под ногами, и поэтому необходимо срочно принять меры по устранению этих недостатков.



Фото 5.1-11 Внутри здания вспомогательного оборудования турбины

Далее на Фото 5.1-5 видно, что отсутствуют специально отведенные рабочие места для проведения ремонта или плановых текущих технических осмотров, так что любой человек, даже тот, кто не занимается ремонтом или обслуживанием, может свободно пройти к месту проведения ремонта. Кроме того, не устанавливается ограждений у открытых канализационных люков, а это значит, что персонал станции работает в опасных условиях. Во время работы рабочие не надевают средства индивидуальной защиты, например такие как, каски и противопылевые респираторы.



Фото 5.1-12 Лестницы и перила площадок



Другие моменты безопасности показаны на фото 5.1-12. Решетки ярусов, проходов, лестниц, и перила вокруг котлов имеют слабую конструкцию, и обход площадки является пугающим опытом для тех, кто работал на оборудовании в Японии. Далее, хотя имеются целых двенадцать блоков, не имеется никакого способа их идентификации, так что имеется вероятность ошибочных действий.

### 5.1.7 Оценка текущего состояния

#### а. Существующая электростанция в целом

Несмотря на то, что все блоки эксплуатируются в течение более тридцати лет и отработали уже более чем 200 000 часов, среднее количество часов наработки ежегодно составляет более чем 6,000 часов, как показано на Рис. 5.1-7

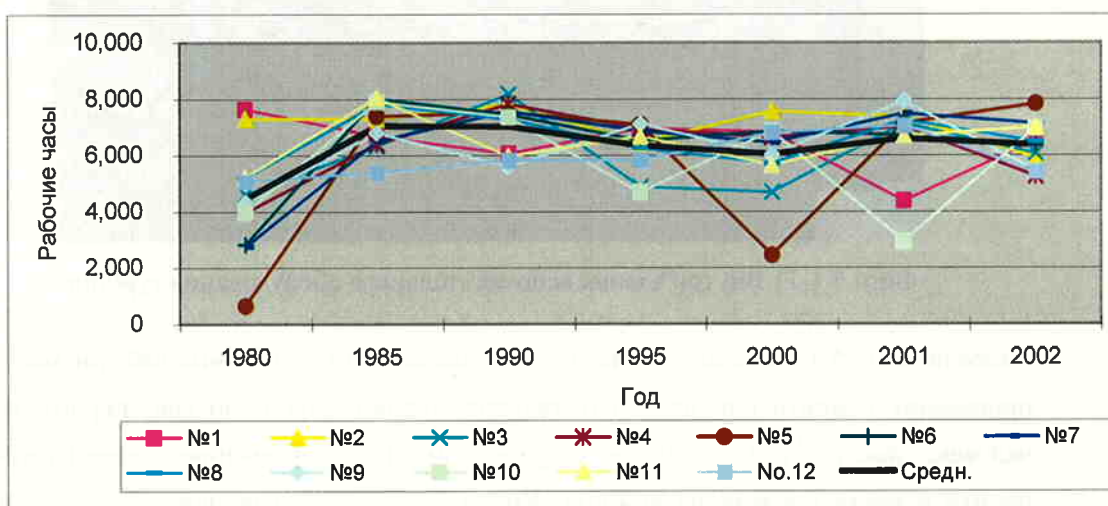


Рис. 5.1-7 Количество отработанных часов блока

На Рис. 5.1-8 показан коэффициент эксплуатационной готовности всех блоков, рассчитанный по количеству отработанных часов блока. Блоки с высоким коэффициентом готовности работают более 80% времени, а средний коэффициент готовности для всех блоков - постоянно достаточно высокий, почти 70%, несмотря на низкую готовность 5 блоков в 2000 году.

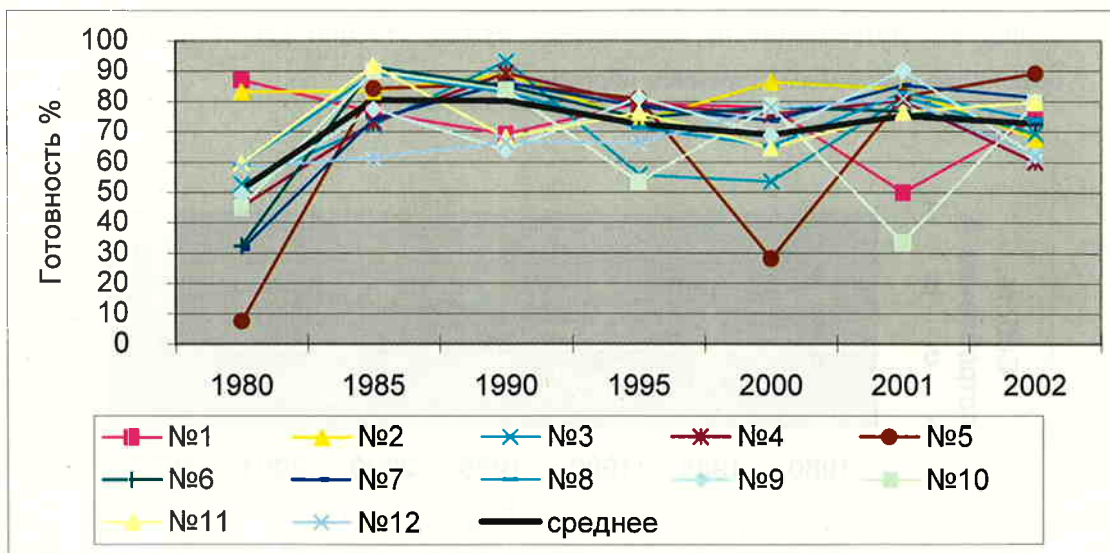


Рис. 5.1-8 Готовность оборудования в пересчете на количество часов наработки

На Рис. 5.1-9 показано, что все блоки имеют средний коэффициент готовности более 60 %, который был вычислен по выходной мощности.

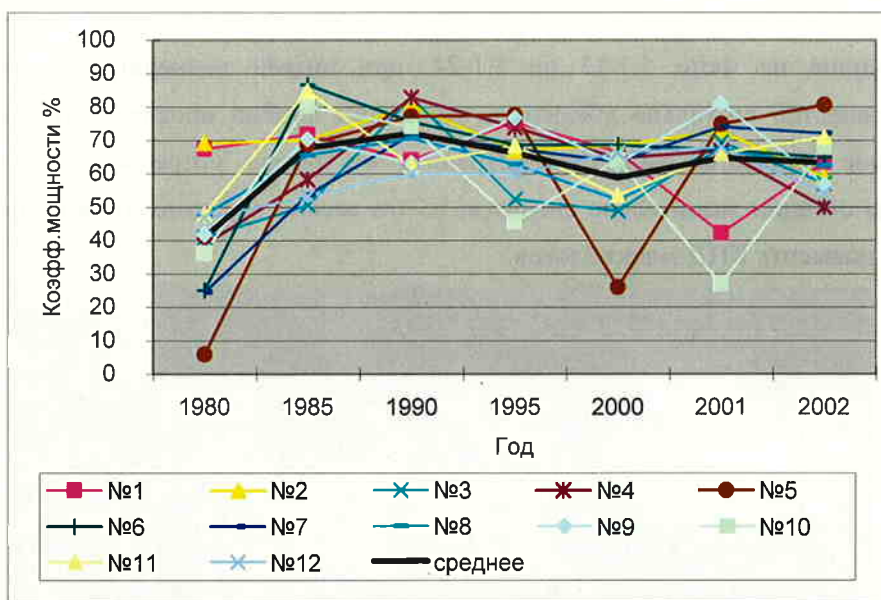


Рис. 5.1-9 Коэффициент загрузки оборудования в зависимости от выходной мощности

Хотя возможно подтвердить, что возле котлов имеются утечки воздуха и отходящих газов, и утечки пара вблизи турбин, но нельзя измерить объемы этих потерь. Кроме того, поскольку не выдуться записи о токах в таких вспомогательных устройствах, как вентиляторы и насосы, невозможно подсчитать, сколько дополнительной, т. е. лишней энергии расходуется из-за этих утечек. Однако, если посмотреть на кривую потребления на собственные нужды станции, которая приводится на Рис. 5.1-10 то

видно, что потребление на собственные нужды станции растет незначительно по сравнению с видимым старением оборудования.

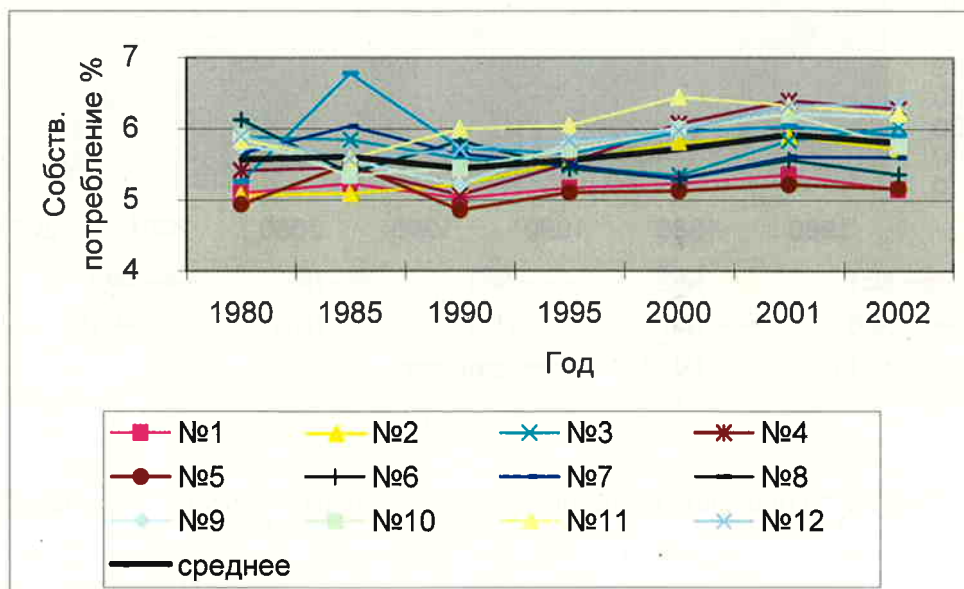


Рис. 5.1-10 Потребление для собственных нужд в будущем

Как видно на Фото 5.1-13 по 5.1-24, при низкой температуре, имеется много возможностей визуально убедиться, что в зоне турбин просачивается, т.е. теряется большое количество пара. Если устранить эти потери, потребление на собственные нужды станции значительно снизится, и, что весьма вероятно, таким образом можно будет повысить КПД энергоблоков.



Фото 5.1-13 Утечка пара из турбины

Наблюдая за выполнением работ по обслуживанию электрического оборудования, включая тщательную работу по ремонту обмоток, выполняемую при демонтаже

двигателя вентилятора, можно сделать вывод, что персонал имеет высокий уровень технических навыков и опыт работы.

#### в. Важные проверки блока

В ходе обсуждений с представителями ДП «ТашТЭС» было решено, что мы проведем осмотр блока № 6. Согласно утверждению представителей ДП «ТашТЭС», блок № 6 не имеет никаких срочных проблем; это средний типовой объект, что может быть подтверждено количеством аварийных отключений, показанных на Рис.

Рис. 5.1-. С 2000 до 2002 было отмечено семь аварийных остановок (ни одной в 2000), которые были классифицированы следующим образом:.

#### 2001

- ① Перегрев подшипника No. 4 турбогенератора
- ② Износ подшипника No. 3 турбогенератора
- ③ Утечка водорода из части уплотнения из-за механического износа уплотнения подшипника No. 5 турбогенератора
- ④ Утечка водорода из части уплотнения из-за износа уплотнения подшипника No. 6 турбогенератора

#### 2002

- ⑤ Свищ в изгибе трубопровода, соединяющего корпус первичного пароперегревателя впрыскивающего пароохладителя, из-за длительного использования.
- ⑥ Дефектный вал для В-FDF
- ⑦ Свищ на выходе маслососа воздухоподогревателя

Анализ причин этих аварийных отключений показывает, что они в основном были вызваны использованием оборудования больше его срока службы, а также повреждением его из-за больших нагрузок при непрерывной работе. Если во время планового обслуживания и ремонта регулярно производить замену некондиционного оборудования, то вероятно можно избежать серьезных аварийных отключений.

Ниже приведены результаты визуального осмотра блока № 6, фотографии оборудования котла блока № 6 в работе, а также зоны топки котла блока №1 и лопатки турбины, разобранные для осмотра, показанные на Фото, начиная с 5.1-14. Так как блок 6 находился в работе, и было невозможно осмотреть внутреннюю часть котла или турбины, мы также исследовали 1 блок, который в это время подвергался периодическому плановому ремонту. Мы применили тот же самый подход в отношении электрической контрольно-измерительной аппаратуры.

Относительно всех объектов, а не только блока 6, можно сказать, что чистка должным образом не выполняется. Хотя оборудование старое, оно часто кажется еще более старым, потому что не поддерживается чистота и оборудование имеет грязный вид. Может показаться, что все внимание было сосредоточено только на использовании

оборудования, что является самым простым и дешевым подходом к эксплуатации оборудования. Но едва ли можно сказать, что это правильная долгосрочная стратегия, поскольку откладывание на неопределенный срок обслуживания и осмотров, в ходе которых могут быть обнаружены уже незначительные изменения или отклонения от нормы, приводит в дальнейшем к большим проблемам с оборудованием.

а. Механическое оборудование

Что можно сказать в целом о механическом оборудовании, это - старение, и, как уже говорилось выше, наблюдается значительно ухудшение функциональности оборудования в виде утечек воздуха и газа из различных частей оборудования котла, серьезного уменьшения уровня вакуума в конденсаторе и утечек пара в оборудовании турбины. Для решения этих проблем необходимо выполнить меры, описанные выше.



Фото 5.1-14 Трещины в верхней части котла блока № 6. Трещины в навесе котла  
(Видны раскаленные места в печи)