МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ ИНСТИТУТ "ОРГЭНЕРГОСТРОЙ"

Р У К О В О Д С Т В О

ПО ОПТИМИЗАЦИИ ОБОРОТНОЙ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ГРАДИРНЯМИ

М о с к в а I 9 8 I

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.311.22.001.5:621.175.3

Руководство по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями. - М.: Минэнерго СССР, 1981. - 44 с.

Утверждено Научно-техническим советом Минэнерго СССР (протокол № 82 от 12 августа 1981 г.).

Руководство разработано Московским инженерно-строительным институтом имени В.В.Куйбышева (МИСИ им. В.В.Куйбышева) Минвуза СССР при участии Всесоюзного государственного проектного института "Теплоэлектропроект" Минэнерго СССР.

Изложена методика выбора сооружений оборотной системы водоснабжения с градирнями при проектировании тепловых электростанций. Приведена методика обоснования конструктивных решений сооружений оборотной системы. Даны примеры расчетов.

Для инженерно-технических работников проектных организаций.

Табл. 7, рис. 11, прил. 9.

Составлено инженерами А.С.Павловым (МИСИ им. В.В.Куйбышева), Н.М.Мирошкиным (Теплоэлектропроект) под редакцией канд. техн. наук Н.Я.Турчина (МИСИ им. В.В.Куйбышева).

Минэнерго СССР. 1981

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Руководство по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями предназначено для выбора числа и типа градирен при проектировании тепловых и атомных электростанций, для выбора сечений циркуляционных водоводов, а также для обоснования применения конструктивных решений.

I.2. Руководство составлено в развитие "Инструкции по определению экономической эффективности капитальных вложений в строительстве", "Инструкции по определению экономической эффективности использования в строительстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений", "Норм технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей", "Инструкции по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии)".

При использовании настоящего руководства необходимо соблюдать требования глав СНиП "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения", "Электростанции тепловые", "Сооружения промышленных предприятий", а также "Инструкции по разработке проектов и смет для промышленного строительства", "Инструкции по эксплуатации башенных градирен на тепловых электростанциях", "Технических указаний по расчету и проектированию башенных противоточных градирен для тепловых электростанций и промышленных предприятий".

I.3. При оптимизации оборотной системы водоснабжения с градирнями рекомендуется соблюдать следующую терминологию:

С и с т е м а в о д о с н а б ж е н и я – комплекс сооружений, обеспечивающий водоснабжение электростанции.

О б о р о т н а я (ц и р к у л я ц и о н н а я) с и с т е м а в о д о с н а б ж е н и я – система водоснабжения, при которой охлаждающая вода используется многократно.

О б о р о т н а я (ц и р к у л я ц и о н н а я) в о д а – вода, циркулирующая в оборотной системе водоснабжения.

Р а с х о д о б о р о т н о й в о д ы – количество воды, поступающей в конденсаторы и другие теплообменники после охлаждения в градирнях или после другого использования.

О х л а ж д е н н а я в о д а – оборотная вода после охлаждения в градирнях.

О х л а ж д а ю щ а я в о д а – оборотная вода на входе в конденсаторы и другие теплообменники.

Добавочная вода – вода, подаваемая в оборотную систему извне для компенсации убыли воды.

Циркуляционные водоводы – трубопроводы, тоннели или каналы для подачи и отвода циркуляционной воды.

Подводящие водоводы – циркуляционные водоводы для подачи охлаждающей воды в конденсаторы и на вспомогательное оборудование.

Отводящие водоводы – циркуляционные водоводы для отвода нагретой воды от конденсаторов и вспомогательного оборудования.

Гидроохладитель – теплообменное сооружение для охлаждения циркуляционной воды.

Градирня – гидроохладитель, в котором для улучшения охлаждения используется тяга воздуха.

Башенная градирня – градирня, в которой тяга создается с помощью вытяжной башни.

Вентиляторная градирня – градирня, в которой тяга создается с помощью вентиляторов.

Испарительная градирня – градирня, в которой теплообмен осуществляется испарением и конвекцией.

Радиаторная (сухая) градирня – градирня, в которой теплообмен осуществляется только конвекцией.

Приставционный узел – часть оборотной системы водоснабжения, включающая циркуляционные насосы, циркуляционные водоводы и другое оборудование в пределах главного корпуса электростанции и около главного корпуса до места присоединения циркуляционных водоводов от крайних конденсаторов.

Узел градирен – часть оборотной системы водоснабжения, включающая градирни и часть циркуляционных водоводов со вспомогательным оборудованием, начиная от места первого разветвления магистральных водоводов, а также циркуляционные насосы II подъема, подающие воду на градирни.

Магистральный узел – часть оборотной системы водоснабжения, включающая циркуляционные водоводы от приставционного узла до узла градирен, а также центральную насосную станцию.

Вспомогательное оборудование – газо-, воздухо-, маслоохладители и другое оборудование, охлаждаемое циркуляционной водой, за исключением конденсаторов турбин.

Тепловая нагрузка гидроохладителя (градирни) – количество тепла, рассеиваемого охладителем в атмосфере.

Гидравлическая нагрузка гидроохладителя (градирни) – расход воды, поступающей на охладитель.

Расчетный вариант – комбинация искомых параметров, удовлетворяющая заданным ограничениям.

Оптимальный вариант – расчетный вариант, удовлетворяющий выбранному критерию оптимальности.

Равноэкономичный вариант – расчетный вариант, эффективность которого близка к оптимальному.

Замещающая мощность – мощность электрического генератора, условно вводимая в энергосистеме для компенсации недоотпуска мощности от проектируемой электростанции.

Расчетный режим – совокупность энергетических нагрузок, метеорологических и иных условий определенной продолжительности.

Режим максимума нагрузки – режим, условия которого соответствуют периоду максимальной нагрузки в энергосистеме.

Неотопительный период – часть года со средней суточной температурой выше 8°С.

Обеспеченность – отношение продолжительности периода с температурой, большей данной, к общему расчетному времени.

Коэффициент готовности – отношение времени рабочего состояния сооружения к общему расчетному времени.

1.4. При оптимизации оборотной системы водоснабжения с градирнями следует придерживаться следующих основных обозначений и единиц измерения:

а) экономических:

$З$ – приведенные затраты по системе водоснабжения, руб./год;

$\bar{З}$ – условные удельные приведенные затраты на 1 МВт тепловой нагрузки градирен, руб./(МВт·год);

$\bar{З}_{эк}$ – условные удельные приведенные затраты по компенсации изменения отпуска электроэнергии конденсационными турбинами, руб./(МВт·год);

$З_{эт}$ – условные удельные приведенные затраты по компенсации изменения отпуска электроэнергии теплофикационными турбинами, руб./(МВт·год);

$И$ – ежегодные издержки эксплуатации по системе водоснабжения, руб./год;

$И_т$ – то же в году "$т$", руб./год;

$\Delta И_т$ – приращение ежегодных издержек эксплуатации в году "$т$", руб/год;

$И_э$ – компенсация изменения отпуска электроэнергии за год эксплуатации, руб./год;

$И_д$ – издержки эксплуатации, связанные с подачей добавочной воды и сбросом продувочной воды, руб./год;

$\varphi_э$ и $\varphi_э^т$ – удельные замыкающие затраты на электроэнергию и их топливная составляющая, руб./(МВт·ч);

$\Delta Э$ – изменение отпуска электроэнергии за год эксплуатации, МВт·ч/год;

$h_{ЭАМ}$ – число часов использования замещающей мощности, ч/год;

h – продолжительность расчетного режима, ч/год;

K – общие капитальные вложения в систему водоснабжения, руб.;

$K_т$ – то же в году "$т$", руб.;

$K_э$ – среднегодовая стоимость основных фондов по системе водоснабжения, находящихся на балансе заказчика, руб.;

$к_г$ – удельная стоимость градирен, приходящаяся на I м^2 площади орошения, руб./м^2;

$T_{нс}$ – год начала строительства;

$T_{пэ}$ – год начала работы электростанции с постоянными технико-экономическими показателями;

$T_о$ – год приведения разновременных затрат;

$B_т$ – коэффициент приведения затрат к одному году;

$E_н$ – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, I/год;

$E_{нп}$ – норматив для приведения разновременных затрат;

p_A и $p_т$ – нормы амортизационных отчислений и отчислений на текущий ремонт, %;

n_c – количество типов сооружений, отличающихся амортизационными нормами;

б) строительных:

$F_{ор}$ – площадь орошения градирен, м^2;

$f_{ор}$ – удельная площадь орошения градирен, приходящаяся на I МВт тепловой нагрузки градирен, м^2/МВт;

H – общая высота башни градирни, м;

$\Delta H_{вод}$ – изменение геометрической высоты подачи воды на градирни, м;

$\Omega_{цв}$ – площадь сечения нитки циркуляционных водоводов, м^2;

$d_{цв}$ – диаметр циркуляционных трубопроводов, м;

$n_{цв}$ – число ниток циркуляционных водоводов;

в) технологических:

$n_т$ – количество работающих турбин;

$n_{цн}$ – количество работающих циркуляционных насосов;

$n_{вент}$ – количество работающих вентиляторов градирен;

$\Delta N_{ст}$ – изменение мощности электростанции, связанное с работой системы оборотного водоснабжения, МВт;

$\Delta N_{ст}^{max}$ – то же, в режиме максимума нагрузки, МВт;

$\Delta N_т$ – изменение мощности турбины, связанное с работой системы оборотного водоснабжения, МВт;

$N_{цн}$ – мощность, потребляемая циркуляционными насосами, МВт;

$N_{вент}$ – мощность, потребляемая вентиляторами градирен, МВт;

$D_к$ – расход пара в конденсатор, т/ч;

$D_к^н$ – номинальный расход пара в конденсатор, т/ч;

$r_к$ – разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата, МВт·ч/т;

Q_0 – общая тепловая нагрузка градирен, МВт;

$Q_к$ – теплосброс отработавшего пара в конденсаторе, МВт;

$Q_{всп}$ – теплосброс вспомогательного оборудования, МВт;

$Q_{всп}^{\Delta}$ – теплосброс вспомогательного оборудования, после которого вода возвращается во всасывающий или в напорный тракт циркуляционных насосов без охлаждения, МВт;

u – удельная тепловая нагрузка градирни, МВт/м^2;

Q_0 – общая гидравлическая нагрузка градирен, м^3/ч;

$Q_к$ – расход воды через конденсатор турбины, м³/ч;

$Q_{от}$ – отбор нагретой воды на технологические нужды, включая слив продувки и подачу воды в другие системы водоснабжения, м³/ч;

$Q_и$ и $Q_{ун}$ – потери циркуляционной воды на испарение и унос в градирнях, м³/ч;

$Q_{всп}$ – расход воды на вспомогательное оборудование, м³/ч;

$Q^г_{всп}$ – расход воды, подаваемой после вспомогательного оборудования на градирни, м³/ч;

$Q_д$ – общий расход добавочной воды, м³/ч;

$Q^к_д$ – расход добавочной воды во всасывающий тракт циркуляционных насосов, м³/ч;

$Q^{всп}_д$ – расход добавочной воды на вспомогательное оборудование, м³/ч;

$\alpha_д$ – отношение расхода добавочной воды к общему расходу охлаждающей воды на градирни, %;

$Q_{цв}$ – расход воды в нитке циркуляционного водовода, м³/ч;

q – удельная гидравлическая нагрузка градирен, м³/(ч.м²);

θ – температура воздуха по сухому термометру, °С;

φ – относительная влажность воздуха, %;

w – скорость ветра на высоте 2 м от поверхности земли, м/с;

t_1 – температура воды в водоводах до градирен, °С;

t_2 – температура охлажденной воды, °С;

Δt – перепад температур воды при охлаждении, °С;

$t_д$ – температура добавочной воды, °С;

$t_{всп}$ – температура воды на входе во вспомогательное оборудование, °С;

t_w – температура охлаждающей воды, °С;

$\delta t_к$ – температурный напор в конденсаторе, °С;

$t_к$ – температура пара в конденсаторе, °С;

$F_к$ – площадь поверхности трубок конденсатора, м²;

$n_{тр}$ – количество трубок конденсатора, охлаждаемых в данном режиме водой;

$d_{тр}$ – внутренний диаметр трубок конденсатора, мм;

Z – число ходов конденсатора по воде;

α – коэффициент чистоты трубок конденсатора;

$K_{тр}$ – коэффициент теплопередачи трубок конденсатора, $\frac{кВт}{м^2К}$;

$V_{цв}$ – скорость воды в циркуляционных водоводах, м/с.

I.5. Для оптимизации систем оборотного водоснабжения с градирнями необходимо иметь следующие основные исходные данные:

графики электрической и тепловой нагрузки, расходы пара в конденсаторы и возможные их изменения в дальнейшем;

характеристики изменения мощности турбин в зависимости от условий конденсации, характеристики конденсаторов;

характеристики циркуляционных насосов и вентиляторов градирен;

сроки строительства и ввода электростанции в эксплуатацию;

метеорологические данные за многолетний период;

данные топографических, геологических, гидрогеологических изысканий, предполагаемое размещение сооружений на генплане;

нормативные характеристики охлаждающей способности градирен;

геометрическая высота подачи воды на ороситель градирен;

сметная стоимость сооружений циркуляционной системы по укрупненным сметным нормам;

наличие других систем охлаждения, их охлаждающая способность;

величина отбора воды из циркуляционной системы;

стоимость сооружений и издержки, связанные с подачей добавочной воды и обработкой стоков.

2. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ОБОРОТНОЙ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

2.I. Для проведения расчетов по оптимизации оборотной системы необходимо предварительно назначать основные варианты решения, отличающиеся типом и количеством градирен. Градирни, работающие совместно, должны быть, как правило, однотипными. Очереди оборотной системы водоснабжения, работающие изолированно, следует оптимизировать раздельно.

Выбор оптимального варианта оборотной системы водоснабжения следует производить по минимуму приведенных затрат.

Варианты, приведенные затраты по которым отличаются от минимальных не более, чем на I,5%, являются равноэкономичными с вариантом, обладающим минимальными приведенными затратами. Выбирать оптимальный вариант из равноэкономичных следует, основыва-

ясь на дополнительных критериях: наличия резерва производительности охладителей, экономии трудозатрат на строительной площадке, экономии дефицитных строительных материалов, уменьшения сроков строительства, наличия машин, механизмов и оборудования в строительно-монтажных организациях, сокращения вредного воздействия на окружающую местность, архитектурной выразительности.

2.2. Приведенные затраты для каждого варианта следует определять по формуле

$$З = \sum_{T=T_{нс}}^{T_{пэ}} \left(E_н K_т + \Delta И_т \right) B_т \qquad (1)$$

Для предварительных расчетов допускается определять приведенные затраты по упрощенной формуле без учета фактора времени:

$$З = E_н K + И \,. \qquad (2)$$

При этом издержки определяются за год постоянной эксплуатации.

2.3. Годом начала строительства является год, в течение которого начаты капиталовложения в строительство сооружений циркуляционной системы.

Год начала работы электростанции с постоянными технико-экономическими показателями следует назначать с учетом прогнозных данных об изменении электрических и тепловых нагрузок в период эксплуатации, а также об изменении замыкающих затрат на электроэнергию, но не далее, чем через 30 лет после ввода электростанции (очереди) на полную мощность.

Годом приведения разновременных затрат принимается, как правило, плановый год окончания строительства электростанции (очереди). Допускается принимать годом приведения любой другой год, однако при этом необходимо, чтобы он был одним и тем же во всех вариантах.

2.4. Коэффициент приведения затрат к одному году следует определять по формуле

$$B_т = \left(1 + E_{нп} \right)^{T_0 - T} \,. \qquad (3)$$

Допускается определять коэффициент приведения затрат по данным приложения I.

2.5. Нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений принимается равным 0,I2, если среди рассматриваемых вариантов нет ни одного, обладающего признаками новой техники, и 0,I5, если среди рассматриваемых вариантов есть хотя бы один, обладающий признаками новой техники.

Нормативный коэффициент для приведения разновременных затрат принимается равным 0,08 и 0,I соответственно.

Признаки новой техники следует определять в соответствии с "Инструкцией по определению экономической эффективности использования в строительстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений".

2.6. Капиталовложения в году "т" определяются на основании сметных расчетов и плановых сроков строительства сооружений циркуляционной системы. Сроки строительства следует принимать в увязке со сроками строительства и ввода в эксплуатацию электростанции (очереди).

К капитальным вложениям следует относить:

сметную стоимость градирен;

сметную стоимость циркуляционных водоводов и устройств на них;

сметную стоимость насосных станций и отдельных насосов оборотного водоснабжения;

сметную стоимость сооружений для забора, обработки и подачи добавочной воды и сооружений по сбросу продувочной воды.

При различной величине отчуждаемой территории допускается учитывать комплексную оценку территории, определяемую по "Методическим рекомендациям по экономической оценке территорий, отводимых под строительство" НИИЭС Госстроя СССР.

Если различный отдуск электроэнергии на электростанции по рассматриваемым годам в различных вариантах не компенсируется учетом замыкающих затрат на электроэнергию, то к капитальным вложениям следует также отнести разность между капиталовложениями в замещающую мощность по вариантам.

При выборе числа и типа градирен допускается не учитывать стоимость циркуляционных водоводов приставционного и магистрального узлов.

Для определения сметной стоимости циркуляционных водоводов их сечение следует определять в соответствии с указаниями приложения 2.

Если во всех рассматриваемых вариантах необходимый напор при номинальном расходе воды может быть обеспечен одними и теми же циркуляционными насосами, то допускается не учитывать стоимость насосов и насосных станций.

Если во всех рассматриваемых вариантах предусматривается применение градирен одного и того же типа (например, башенных испарительных градирен с водоуловителями), то допускается не учитывать стоимость сооружений добавочной воды.

2.7. Сметную стоимость градирен и других сооружений следует определять на основании сборников укрупненных сметных норм, типовых проектов, данных сметных расчетов. Для учета территориальных поясов и климатических районов строительства, удорожания, связанного с повышенной сейсмичностью и ветровой нагрузкой, а также зон стоимости оборудования допускается использование укрупненных поправочных коэффициентов.

При определении стоимости сооружений следует учитывать особенности рельефа площадки и данные инженерных изысканий по геологическим и гидрогеологическим свойствам грунтов. При необходимости следует оценивать стоимость работ по укреплению или замене грунтов, по вертикальной планировке площадки, по инженерной подготовке территории. Следует учитывать также изменение стоимости сооружений, вызванное особенностями применяемой технологии производства строительных и монтажных работ.

Для определения объемов и стоимости работ допускается использовать данные аналогичных проектов.

2.8. Приращение ежегодных издержек эксплуатации следует определять по формуле

$$\Delta И_т = И_т - И_{т-1} \qquad (4)$$

Издержки эксплуатации по системе водоснабжения в любом году определяются согласно указаниям п. 2.9.

2.9. Ежегодные издержки эксплуатации следует определять по формуле

$$И = \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{P_{Ai} + P_{Ti}}{100} \right) K_{Эi} + И_Э + И_А \qquad (5)$$

2.10. Величину амортизационных отчислений следует принимать по нормам, утвержденным Госпланом СССР. Величину расходов на текущий ремонт допускается принимать в размере 18% от величины амортизационных отчислений.

2.II. Компенсацию изменения отпуска электроэнергии за год эксплуатации следует определять по формуле

$$И_э = \Delta N_{ст}^{max} h_{зим} (\varphi_э - \varphi_э^т) + \sum_{j=1}^{n_р} \Delta Э_j \varphi_{эj}^т , \qquad (6)$$

где $n_р$ – количество расчетных режимов.

Изменение мощности электростанции в период максимальной нагрузки энергосистемы следует определять в соответствии с указаниями п. 2.I6.

Изменение отпуска электроэнергии в течение года определяется в соответствии с указаниями п. 2.I2.

Удельные замыкающие затраты на электроэнергию и их топливную составляющую (равную замыкающим затратам в часы снижения нагрузки) допускается принимать по данным приложения 3.

2.I2. Изменение отпуска электроэнергии в каждом режиме следует определять по формуле

$$\Delta Э = \Delta N_{ст} h . \qquad (7)$$

Изменение мощности электростанции в расчетном режиме определяется в соответствии с указаниями п. 2.I6. Продолжительность расчетных режимов и их количество определяются согласно указаниям п. 2.I3.

2.I3. Количество расчетных режимов и их продолжительность назначаются исходя из изменения количества одновременно работающих турбин и градирен, нагрузки электростанции и каждой турбины, метеорологических условий. Характеристики расчетных режимов определяются по усредненным данным за период, соответствующий его продолжительности.

Метеорологические режимные условия могут быть определены по графикам обеспеченности, построенным в соответствии с указаниями приложения 4.

Допускается объединять режимы с близкими значениями нагрузки турбин и метеорологических условий (при прочих равных условиях). При расчетах без применения ЭВМ количество режимов должно быть не более I2 (не считая режим максимальной нагрузки энергосистемы).

2.I4. Количество турбин, работающих в каждом режиме, и их нагрузка определяются исходя из нормативов простоя турбин в ремонте и в резерве, из проектных электрических и тепловых нагрузок электростанции.

2.15. Количество градирен, работающих в данном режиме, определяется исходя из коэффициента готовности градирен, который допускается принимать равным 0,94 для градирен с деревянным оросителем и 0,97 для градирен с асбестоцементным или пластмассовым оросителем. Для ТЭЦ, работающих в отопительный период с минимальным пропуском пара в конденсаторы турбин, допускается весь простой градирен относить на отопительный период.

Допускается не учитывать простой градирен, если во всех вариантах применяются градирни с оросителями одинаковой конструкции.

2.16. Изменение мощности электростанции, связанное с работой системы оборотного водоснабжения, следует определять по формуле

$$\Delta N_{ст} = \sum_{i=1}^{n_т} \Delta N_{Т_i} + \sum_{i=1}^{n_{цн}} N_{цнi} + \sum_{i=1}^{n_{вент}} N_{вентi} . \qquad (8)$$

2.17. Изменение мощности турбины, связанное с работой системы оборотного водоснабжения, следует определять в зависимости от давления пара в конденсаторе и от паровой нагрузки конденсаторов по нормативным характеристикам конденсационных установок, разработанным "Союзтехэнерго" или заводами-изготовителями турбинного оборудования.

Изменение мощности следует определять относительно значения мощности, которая развивается турбиной при данном расходе пара и при конечном давлении пара, равном номинальному.

Для теплофикационных турбин, работающих в отопительный период с минимальным пропуском пара в конденсатор, допускается в режимах отопительного периода, а также в режиме максимума нагрузки принимать изменение мощности турбины равным нулю во всех расчетных вариантах.

2.18. Давление пара в конденсаторе следует принимать в зависимости от паровой нагрузки конденсатора, от расхода и температуры охлаждающей воды по характеристикам, разработанным "Союзтехэнерго" или заводами-изготовителями турбинного оборудования.

Давление пара в конденсаторе допускается также определять по таблицам насыщенного водяного пара в зависимости от температуры пара в конденсаторе, которая определяется при этом расчетным путем в соответствии с указаниями приложения 5.

При ступенчатой конденсации пара давление следует определять раздельно в каждой ступени.

2.I9. При определении температуры конденсируемого пара расчетным путем температурный напор в конденсаторе определяется по нормативным характеристикам, составленным "Союзтехэнерго" и приведенным в работе "Нормативные характеристики конденсационных установок паровых турбин типа "К" (Коновалов Г.М., Канаев В.Д., СЦНТИ ОРГРЭС, М.; I974), а для турбин низкого и среднего давления по универсальному графику ОРГРЭС.

Допускается определять температурный напор в поверхностном конденсаторе расчетным путем согласно приложению 6 в зависимости от паровой нагрузки конденсатора, от температуры и расхода охлаждающей воды. Температурный напор в смешивающем конденсаторе допускается принимать равным нулю.

Температура охлаждающей воды определяется по формулам, приведенным в приложении 5.

2.20. Расход циркуляционной воды через конденсаторы турбин следует принимать оптимальным для данного режима. Оптимизацию следует производить по критерию минимума изменения мощности электростанции, определяемого согласно указаниям п. 2.I6 при вариации расхода воды. При определении гидравлического сопротивления сети следует установить расход воды на всех участках циркуляционных водоводов при номинальном расходе воды через конденсаторы и принять предварительно сечения ниток циркуляционных водоводов, пользуясь указаниями приложения 2.

При одновременной работе в данном режиме турбин различных типов или турбин одного типа, но с различной паровой нагрузкой конденсаторов, оптимизацию расхода воды следует производить, оптимизируя вначале соотношение расходов между турбинами различных типов при фиксированном общем расходе воды, а затем оптимизируя общий расход циркуляционной воды.

В случае применения испарительных башенных противоточных градирен допускается определять оптимальный расход воды согласно указаниям приложения 7.

2.2I. Температура охлажденной в градирнях воды должна определяться по нормативным характеристикам, составленным "Южтехэнерго" по данным натурных исследований и приведенным в "Методике нормирования показателей работы гидроохладителей в энергетике", (Союзтехэнерго, М.: I980), утвержденной Главтехуправлением Минэнерго СССР. При отсутствии данных натурных исследований допускается определять температуру охлажденной воды по расчетным номограммам.

При определении температуры охлажденной в градирнях воды следует учитывать гидравлическую и тепловую нагрузку градирен, а также метеорологические условия (температуру и влажность воздуха, скорость ветра).

2.22. Если среди совместно работающих градирен есть разнотипные, следует найти оптимальное распределение гидравлической нагрузки между градирнями. При этом следует добиваться равенства температур охлажденной воды во всех градирнях.

2.23. Мощность, потребляемую циркуляционными насосами, следует определять исходя из оптимального расхода циркуляционной воды в данном режиме и необходимого напора для подачи воды на градирни. При необходимости следует учитывать также мощность, потребляемую насосами добавочной воды (см. п. 2.24).

Мощность, потребляемую вентиляторами градирен, надлежит определять по характеристикам вентиляторов и приводных двигателей.

2.24. В издержках, связанных с подачей добавочной воды, следует учитывать затраты на забор и подготовку добавочной воды, эксплуатацию сооружений добавочной воды, включая водоводы, сброс сточных (продувочных) вод, охрану водных объектов. Если во всех рассматриваемых вариантах предусматривается применение градирен одного и того же типа (например, башенных испарительных градирен с водоуловителями), то допускается издержки, связанные с подачей добавочной воды, не учитывать.

2.25. После выбора числа и типа градирен производится выбор сечения циркуляционных водоводов на всех участках в соответствии с указаниями приложения 2, а также подбор числа и типа циркуляционных насосов по оптимальному значению расхода воды. При этом циркуляционные насосы должны обеспечивать подачу номинального расхода воды.

Выбор сечения трубопроводов добавочной воды допускается также производить в соответствии с указаниями приложения 2. Сечения наиболее крупных циркуляционных водоводов рекомендуется уточнять непосредственными технико-экономическими расчетами.

2.26. Пример оптимизации системы оборотного водоснабжения приведен в приложении 8.

3. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ

3.1. Для технико-экономического обоснования конструктивных решений, предназначенных для применения в типовых проектах сооружений оборотной системы водоснабжения, или для предварительных расчетов по индивидуальным проектам следует использовать условные удельные приведенные затраты на I МВт средней тепловой нагрузки градирен. Условные удельные приведенные затраты следует определять по каждому варианту конструкций. Один из вариантов следует принять за эталонный. Не допускается принимать в качестве эталонного вариант, обладающий признаками новой техники.

Варианты, приведенные затраты по которым отличаются от минимальных не более, чем на I,5%, являются равноэкономичными с вариантом, обладающим минимальными приведенными затратами. При выборе оптимального варианта из равноэкономичных следует руководствоваться указаниями п. 2.I.

3.2. Для конструкций градирен, предназначенных для преимущественного применения на ТЭЦ, условные удельные приведенные затраты на I МВт тепловой нагрузки градирен следует определять по формуле

$$\vec{з} = \vec{з}_{эт} + \left(E_н + \frac{P_A + P_т}{100}\right) K_F f_{ор} + 18\,\Delta H_{вод} + 4700\,\alpha_Δ \varphi_w . \qquad (9)$$

где φ_w – приведенные затраты на добавочную воду, руб./м^3.

Условные удельные приведенные затраты по компенсации изменения выработки электроэнергии теплофикационными турбинами следует определять по рис. I в зависимости от температуры охлажденной в градирнях воды.

Температура охлажденной в градирнях воды определяется для каждого варианта при средних условиях и нагрузках неотопительного периода, указанных в табл. I.

3.3. Для конструкций градирен, предназначенных для преимущественного применения на ГРЭС и АЭС, условные удельные приведенные затраты на I МВт среднегодовой тепловой нагрузки градирен следует определять по формуле

$$\vec{з} = \vec{з}_{эк} + \left(E_н + \frac{P_A + P_т}{100}\right) K_F f_{ор} + 45\,\Delta H_{вод} + 7700\,\alpha_Δ \varphi_w . \qquad (10)$$

Условные удельные приведенные затраты по компенсации изменения выработки электроэнергии конденсационными турбинами следует определять по рис. 2 как сумму удельных затрат в среднего-

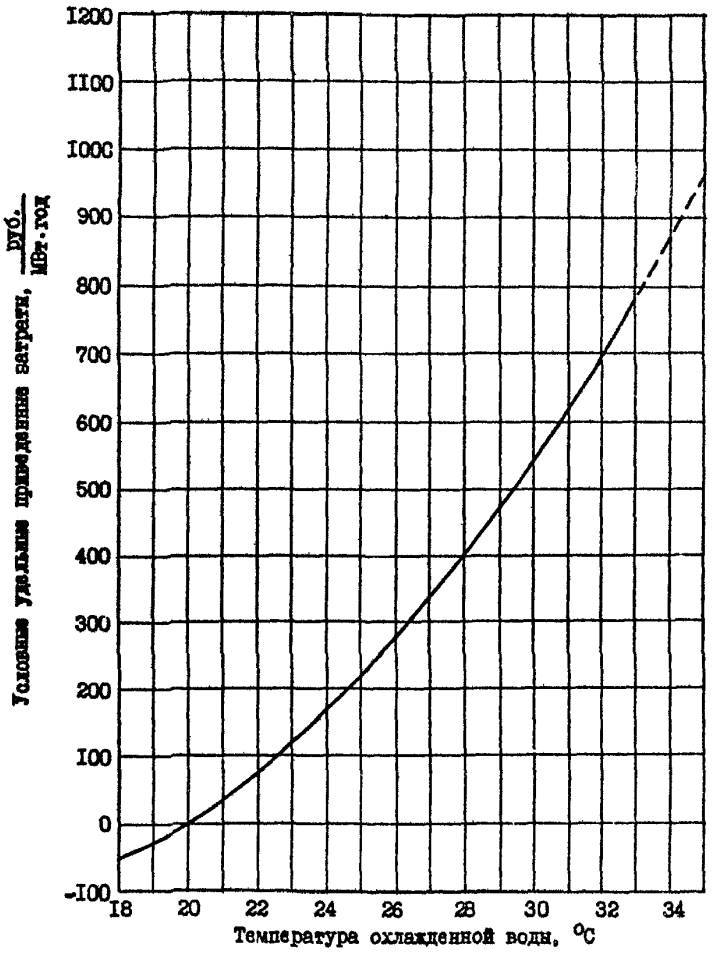


Рис. I. График для определения условных удельных приведенных затрат по компенсации изменения отпуска электроэнергии теплофикационными турбинами на I МВт тепловой нагрузки градирен в зависимости от температуры охлажденной в градирнях воды

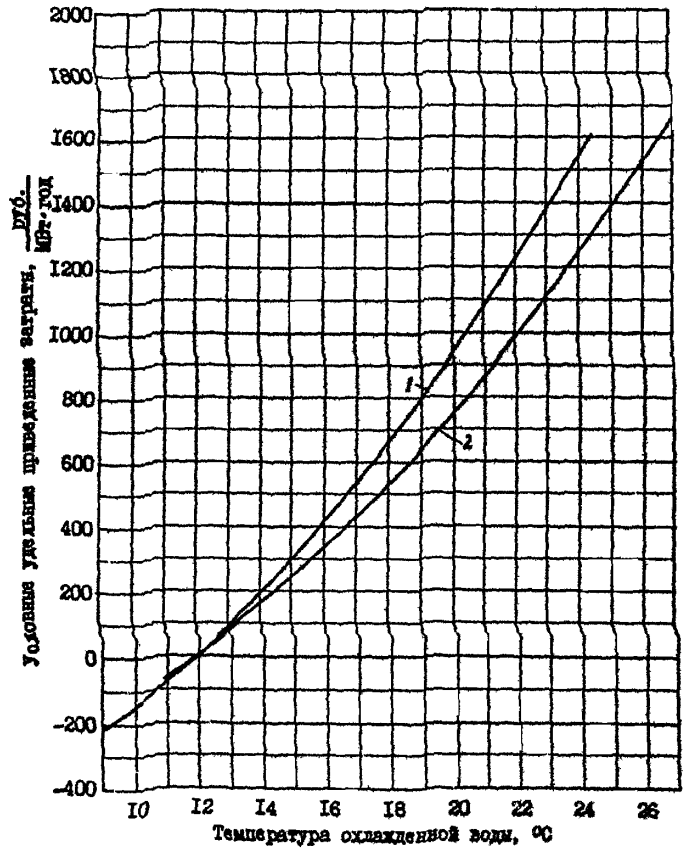


Рис. 2. График для определения условных удельных приведенных затрат по компенсации изменения отпуска электроэнергии конденсационными турбинами на 1 МВт тепловой нагрузки градирен в зависимости от температуры охлажденной в градирнях воды:

1 – для режима максимума нагрузки; 2 – для среднегодового режима

довом режиме и в режиме максимума нагрузки в зависимости от температуры охлаждённой в градирнях воды.

Температура охлажденной в градирнях воды определяется для каждого варианта при условиях и нагрузках, соответствующих среднегодовому режиму и режиму максимума нагрузки (см. табл. I).

Таблица I

Расчетный режим	Тепловая нагрузка градирен, МВт	Гидравлическая нагрузка, $м^3/ч$	Температура воздуха, ^oC	Относительная влажность воздуха, %	Скорость ветра, м/с
Неотопительный	I	I00	I5	65	3
Среднегодовой	I	90	9	70	3
Максимума нагрузки	I,25	I05	-2	85	3

3.4. Удельную площадь орошения градирен, приходящуюся на I МВт средней тепловой нагрузки градирен, следует определять на основе оптимизационных расчетов по каждому варианту, минимизируя условные удельные приведенные затраты.

3.5. Если рассматриваемые варианты не различаются величиной потерь воды, допускается не учитывать последние члены в формулах (9) и (I0). При рассмотрении вентиляторных градирен следует дополнить формулы затратами по эксплуатации вентиляторов.

3.6. Не допускается использовать формулы (9) и (I0) для обоснования вариантов воздушно-конденсационных установок.

3.7. При обосновании новых конструкций следует пользоваться "Инструкцией по определению экономической эффективности использования в строительстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений", определяя годовые издержки в сфере эксплуатации с помощью формул (9) и (I0) без вторых членов.

3.8. Для унификации градирен следует построить матрицу приведенных затрат по всем возможным типоразмерам градирен и по совокупности электростанций. Оптимизация достигается последовательным исключением одного из типов градирен (и соответствующих единовременных затрат на проектирование, оснастку и т.п.). При этом увеличение приведенных затрат по каждой электростанции не должно превышать I,5% минимальных затрат.

3.9. Пример обоснования конструктивного решения испарительных башенных градирен приведен в приложении 9.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

КОЭФФИЦИЕНТ ПРИВЕДЕНИЯ РАЗНОВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ

Период приведения T_0-T, в годах	Коэффициент приведения разновременных затрат при нормативном коэффициенте приведения, равном		Период приведения T_0-T, в годах	Коэффициент приведения разновременных затрат при нормативном коэффициенте приведения, равном	
	0,08	0,I		0,08	0,I
-50	0,02I3	0,0085	0	I	I
-40	0,046	0,022I	I	I,08	I,I
-30	0,0994	0,0573	2	I,I664	I,2I
-25	0,I46	0,0923	3	I,2597	I,33I
-20	0,2I45	0,I486	4	I,3605	I,464I
-I5	0,3I52	0,2394	5	I,4693	I,6I05
-I0	0,4632	0,3855	6	I,5869	I,77I6
-5	0,6806	0,6209	7	I,7I38	I,9487
-4	0,735	0,683	8	I,8509	2,I436
-3	0,7938	0,75I3	9	I,999	2,3579
-2	0,8573	0,8264	I0	2,I589	2,5937
-I	0,9259	0,909I	I5	3,I722	4,I772

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ ВОДОВОДОВ

Площадь сечения циркуляционных водоводов следует определять по формуле

$$\Omega_{цв} = \frac{Q_{цв}}{3600\, V_{цв}} \qquad (II)$$

Диаметр круглых водоводов следует определять по формуле

$$d_{цв} = \sqrt{\frac{Q_{цв}}{900\,\pi\, V_{цв}}} \qquad (I2)$$

Расход воды на каждом участке водовода в формулах (II) и (I2) принимается для ГРЭС и АЭС среднегодовым, для ТЭЦ, работающих зимой на тепловом потреблении – средним для неотопительного периода.

Сечение (диаметр) водоводов следует назначать в соответствии с номенклатурой изготавливаемых тоннелей и труб, выбирая ближай-

нее значение к определенному по формуле (II) или (I2).

Оптимальную скорость воды в циркуляционных водоводах допускается определять по формуле

$$V_{цв} = K_1 K_2 K_3 , \qquad (I3)$$

где K_1, K_2, K_3 – численные коэффициенты.

Коэффициент K_1 принимается равным:

для стальных трубопроводов 2,2
для железобетонных сборных тоннелей 2,05
для открытых обетонированных каналов . . . . I,75.

Коэффициент K_2 определяется по таблице 2 в зависимости от географического расположения электростанции. Для северных районов Северо-Запада, Сибири и Дальнего Востока коэффициент K_2 надлежит принимать на I0–30% выше, чем указано в таблице.

Таблица 2

Объединенная энергосистема	Коэффициент K_2	
	для ГРЭС и АЭС	для ТЭЦ
Центра	0,62	I
Северо-Запада	0,62	0,99
Средней Волги	0,63	I,0I
Юга	0,6I	0,95
Северного Кавказа	0,63	0,93
Закавказья	0,62	0,89
Урала	0,69	I,II
Сибири	0,77	I,04
Казахстана	0,75	I,I9
Средней Азии	0,7	I,07
Дальнего Востока	0,73	0,98

Коэффициент K_3 для циркуляционных водоводов, находящихся на диктующем направлении напора насосов, следует определять по формуле

$$K_3 = \sqrt[3]{\frac{n_{цв}\, Q_{цв}}{\sum_{i=1}^{n_{цн}} Q_{цн_i}}} , \qquad (I4)$$

где $Q_{цн;}$ – подача циркуляционных насосов, к диктующему направлению которых принадлежит рассматриваемый участок циркуляционных водоводов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

УДЕЛЬНЫЕ ЗАМЫКАЮЩИЕ ЗАТРАТЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Объединенная энергосистема	Замыкающие затраты на электроэнергию, руб./(МВт·ч), при годовом числе часов использования максимума нагрузки			Топливная составляющая замыкающих затрат на электроэнергию, руб./(МВт·ч)	
	6500–7000	3000–4000	500–1000	в ночные часы и в вых. дни	в дневные часы
Центра, Северо-Запада	I3–I4	I9–2I	37–39	3–4	I2–I3
Средней Волги, Юга	I3–I4	I6–I8	38–40	3–4	II–I2
Северного Кавказа, Закавказья	I3–I4	I6–I8	38–40	3–4	I2–I3
Урала	I2–I3	I5–I7	35–37	5–6	8–9
Сибири	9–I0	I2–I3	I2–I3	–	–
Казахстана	II–I2	I4–I6	23–25	4–5	4–5
Средней Азии	I3–I4	I6–I8	25–28	5–6	5–6
Дальнего Востока	I3–I4	I7–I9	28–3I	–	–

Примечания: I. Замыкающие затраты и топливная составляющая в ночные часы приведены по кн.: А.А.Макаров, А.Г.Вигдорчик. Топливно-энергетический комплекс.– М.: Наука, I979.

2. Топливная составляющая замыкающих затрат в дневные часы подсчитана по замыкающим затратам на энергетический уголь при удельном расходе условного топлива на отпущенную электроэнергию 0,35 кг/(кВт·ч) с учетом потери в сетях 4% электроэнергии.

3. Для ОЭС Сибири и Дальнего Востока вместо топливной составляющей следует принимать полное значение замыкающих затрат.

4. При определении компенсации изменения мощности электростанции в режиме максимальной нагрузки энергосистемы топливную составляющую замыкающих затрат следует принимать для базисных электростанций – в ночные часы, для полупиковых – в дневные.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ГРАФИКОВ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ
(разработана Ленинградским отделением Теплоэлектропроекта)

Кривые обеспеченности температуры воздуха и график связи температуры и относительной влажности воздуха, используемые для получения показателей работы градирен, строятся для среднего года (50% обеспеченности) и жаркого года (10% обеспеченности). Для ТЭЦ, работающих зимой на тепловом потреблении, графики строятся только для неотопительного периода, длительность которого принимается по главе СНиП "Строительная климатология и геофизика". Для получения дат начала и конца неотопительного периода строится график среднемноголетних месячных температур воздуха (по серединам месяцев) и определяются даты пересечения графика с линией, соответствующей $8^{\circ}C$. Полученные значения корректируются в соответствии с нормативной длительностью неотопительного периода.

По ближайшей к площадке строительства электростанции метеостанции выбираются данные по среднемесячным температурам воздуха по месяцам неотопительного периода за многолетний период наблюдений и рассчитывается средневзвешенная температура воздуха в неотопительный период каждого года. Затем строится кривая обеспеченности средних температур неотопительного периода и по ней выбираются годы, ближайшие по средней температуре к температуре 10%-ной и 50%-ной обеспеченности. Если по выбранным годам имеются данные ежечасных наблюдений, то для построения графиков следует принять данные по одному году соответствующей обеспеченности; если имеются только данные восьмисрочных наблюдений, то следует учесть данные по двум годам, четырехсрочных наблюдений - по трем годам.

Для каждого интервала температур с градацией в $1^{\circ}C$ определяется число наблюдений, при которых температура находится в пределах данного интервала, а также средневзвешенная относительная влажность воздуха. Обеспеченность средней температуры соответствующего интервала определяется суммированием относительной частоты наблюдений нарастающим итогом, начиная с более высоких температур. По полученным данным строится кривая обеспеченности температур воздуха для среднего и для жаркого года (в процентах, а также в часах) и график связи температуры воздуха с относительной влажностью воздуха.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ОБОРОТНОЙ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ

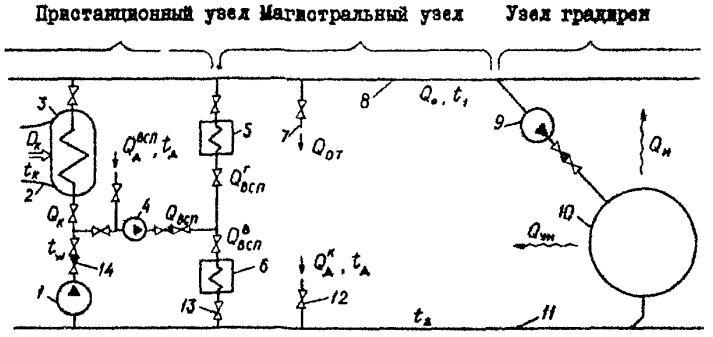


Рис. 3. Принципиальная схема оборотной системы водоснабжения

I – циркуляционные насосы; 2 – выхлоп турбины; 3 – конденсаторы; 4 – подъемные насосы вспомогательного оборудования; 5 – вспомогательное оборудование, после которого вода поступает на гидроохладители; 6 – вспомогательное оборудование, после которого вода поступает во всасывающий (или в напорный) тракт циркуляционных насосов; 7 – отбор воды на технологические нужды, слив продувки, а также подача воды в другие системы водоснабжения; 8 – отводящие водоводы; 9 – циркуляционные насосы II подъема (устанавливаются при необходимости); I0 – градирни; II – подводящие водоводы; I2 – подача добавочной воды, а также воды из других систем водоснабжения; I3 – задвижки; I4 – обратные клапаны.

Для схемы, изображенной на рис. 3, расчеты рекомендуется производить по следующим формулам.

Расход добавочной воды

$$Q_д = Q_д^к + \sum_{i=1}^{n_т} Q_{дi}^{всп} = Q_{от} + Q_и + Q_{ун} . \qquad (I5)$$

Примечание. Здесь и далее в отбор воды на технологические нужды входит слив продувки и подача воды на другие системы водоснабжения, если это предусматривается проектом.

Общий расход воды на градирни (гидравлическая нагрузка)

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{n_T} Q_{Ki} + \sum_{i=1}^{n_T} Q^{r}_{всп\,i} - Q_{от} \ . \qquad (16)$$

Теплосброс отработавшего пара в конденсаторе турбины

$$U_к = D_К r_К \ . \qquad (17)$$

Разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата в зависимости от типа турбины приведена в табл. 3. Там же указаны ориентировочные значения теплоотдачи вспомогательного оборудования, в процентах к электрической мощности турбины, для различных типов турбин. Теплоотдача турбоприводов и специального оборудования АЭС в таблице не учтена.

Таблица 3

Тип турбины	Давление острого пара, МПа	Разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата, МВт·ч/т	Теплоотдача вспомогательного оборудования, в процентах к электрической мощности турбины
Конденсационные мощностью до 220 МВт	4	0,61	2,0
Конденсационные мощностью 500 МВт и выше	6	0,61	1,8
То же, с частотой вращения ротора 25 $с^{-1}$	6	0,59	1,8
Конденсационные мощностью до 210 МВт	13	0,64	2,1
Конденсационные мощностью 300 МВт и выше	24	0,64	1,7
Теплофикационные мощностью до 165 МВт	13	0,6	2,5
Теплофикационные мощностью 175 МВт и выше	13	0,62	2,1
То же	24	0,64	1,9

Общая тепловая нагрузка градирен

$$U_0 = \left(\sum_{i=1}^{n_T} U_{Ki} - \sum_{i=1}^{n_T} (l'_{ni} - \frac{t_2 - t_A}{860} Q_A) \right) \left(1 - \frac{Q_{от}}{Q_0 + Q_{от}} \right) \ . \qquad (18)$$

Примечание. Температуру охлажденной воды в формуле (18) следует определять на основе предварительных расчетов.

Удельная тепловая нагрузка градирен

$$u = \frac{U}{F_{op}} \quad . \tag{19}$$

Для пользования нормативными характеристиками "Южтехэнерго" определяется удельная тепловая нагрузка градирен во внесистемных единицах

$$q\Delta t = 860u \quad , \text{Мкал/(ч·м}^2\text{)}. \tag{20}$$

Перепад температур воды при охлаждении

$$\Delta t = 860\,\frac{U_0}{Q_0} \quad . \tag{21}$$

Температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы

$$t_w = t_2 + \frac{860\sum_{i=1}^{n_T} U^{в}_{всп i} - (t_2 - t_\Delta)(Q_\Delta - Q_x)}{Q_0 + Q_{0T} - Q_x} \quad , \tag{22}$$

где Q_x определяется по формуле

$$Q_x = \sum_{i=1}^{n_T} Q^{всп}_{\Delta i}\,\frac{Q^{г}_{всп i}}{Q_{всп i}} \quad . \tag{23}$$

Температура воды на входе во вспомогательное оборудование

$$t_{всп} = t_w - (t_w - t_\Delta)\,\frac{Q^{всп}_{\Delta}}{Q_{всп}} \quad . \tag{24}$$

Температура воды в водоводах до градирен

$$t_1 = t_2 + \Delta t \quad . \tag{25}$$

Температура пара в конденсаторе

$$t_к = t_w + 860\,\frac{U_к}{Q_к} + \delta t_к \quad .$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО НАПОРА В КОНДЕНСАТОРЕ
(по методу Л. Д. Бермана)

Температурный напор поверхностных трубчатых конденсаторов для каждой ступени конденсации определяется по формуле

$$\delta t_к = \frac{860 U_к}{n_к Q_к \left(e^{0,86 \frac{K_{тр} F_к}{n_к Q_к}} - 1 \right)} , \qquad (27)$$

где $n_к$ – число ступеней конденсации.

Коэффициент теплопередачи трубок определяется по формуле

$$K_{тр} = 4,07 \alpha \Phi_w \Phi_t \Phi_z \Phi_d , \qquad (28)$$

где Φ_w, Φ_t, Φ_z и Φ_d – множители, учитывающие соответственно влияние скорости охлаждающей воды, ее температуры, числа ходов конденсатора и паровой нагрузки.

Множители Φ_w, Φ_t, Φ_z определяются по формулам

$$\Phi_w = \left(\frac{389 z n_к Q_к}{n_{тр} d_{вн}^{2,25}} \right)^{0,12 \alpha (1 + 0,15 t_w)} \qquad (29)$$

$$\Phi_t = 1 - \sqrt{\alpha} \left(0,52 - 2 \frac{D_к}{F_к} \right) \frac{(35 - t_w)^2}{1000} \qquad (30)$$

$$\Phi_z = 1 + \frac{z - 2}{350} (35 - t_w) . \qquad (31)$$

Множители Φ_t и Φ_z при температуре охлаждающей воды больше 35°С принимаются равными I.

При расходе пара в конденсатор больше граничного множитель Φ_d принимается равным I, а при расходе пара меньше граничного определяется по формуле

$$\Phi_d = 1 - \left(\frac{D_к}{D_к^{гр}} - 1 \right)^2 \qquad (32)$$

где $D_к^{гр}$ – граничный расход пара в конденсатор, определяемый по формуле

$$D_к^{гр} = (0,8 - 0,01 t_w) D_к^н \qquad (33)$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАСХОДА ВОДЫ В КОНДЕНСАТОРАХ

Для определения оптимального расхода охлаждающей воды в конденсаторах турбин следует пользоваться номограммами, приведенными на рис. 4 – II. Номограммы предназначены для оптимизации режимов работы циркуляционных систем с испарительными башенными градирнями, имеющими отношение площади воздухоходных окон к площади орошения около 0,5.

Для градирен с отношением площади воздухоходных окон к площади орошения 0,3–0,4 расход воды, определенный по номограммам, следует увеличивать на 4–2%. В случае применения градирен различной высоты предварительно определяется средняя высота.

В случае применения разнотипных турбин следует предварительно распределять общую площадь орошения пропорционально тепловой нагрузке от каждой турбины.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ПРИМЕР ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ГРАДИРНЯМИ

I. Исходные данные (условные)

Состав турбинного оборудования ТЭЦ 4 турбины Т-250/300-240. Климатические условия г. Москвы. В первые два года строительства теплофикационная нагрузка в отопительный период снижена. Основные данные по расчетным режимам приведены в табл. 4.

Таблица 4

Режим	Электр. нагр. турбин,	Расход пара в конденсатор, т/ч		Темп. воздуха, °С	Влажность воздуха, %
		в первые два года строит-ва	в последующие годы		
Отопительный, днем	4х250	265	54	-2,0	77
Отопительный, ночью и в выходные дни	4х200	240	54	-4,3	82
Неотопительный, днем	3х280	4I0	4I0	I7,4	60
Неотопительный, ночью и в выход. дни	3х250	4I0	4I0	I3,6	68
Максимальный	4х250	265	54	-6,9	85

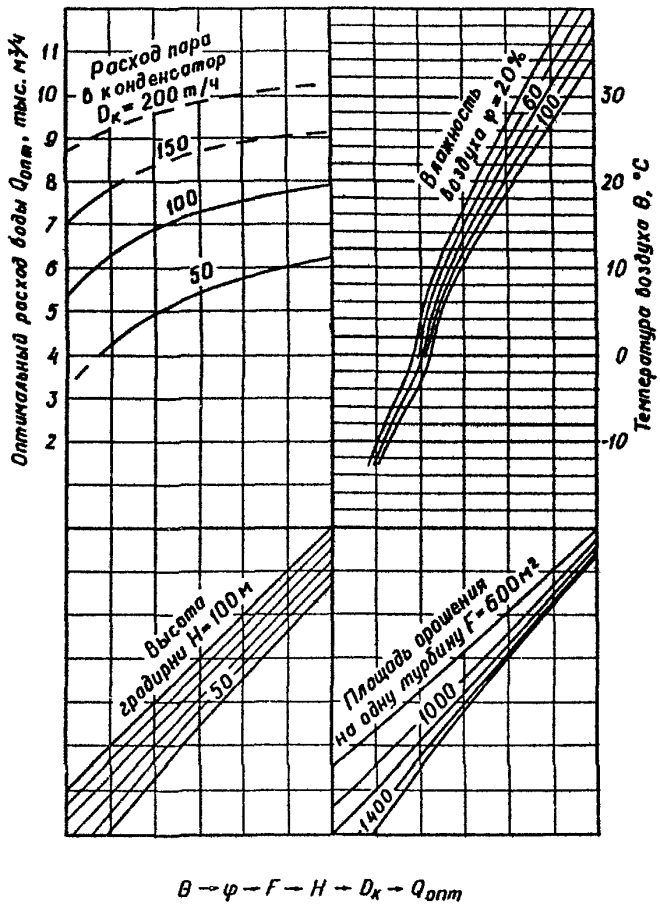


Рис. 4. Номограмма для определения оптимального расхода воды в конденсатор турбины ПТ-80/100-130/13

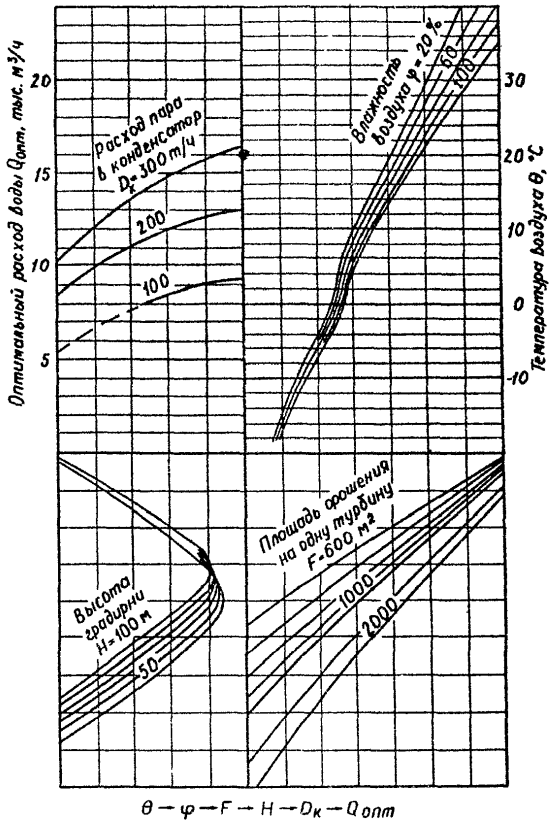


Рис. 5. Номограмма для определения оптимального расхода воды в конденсатор турбины Т-110/120-130-3

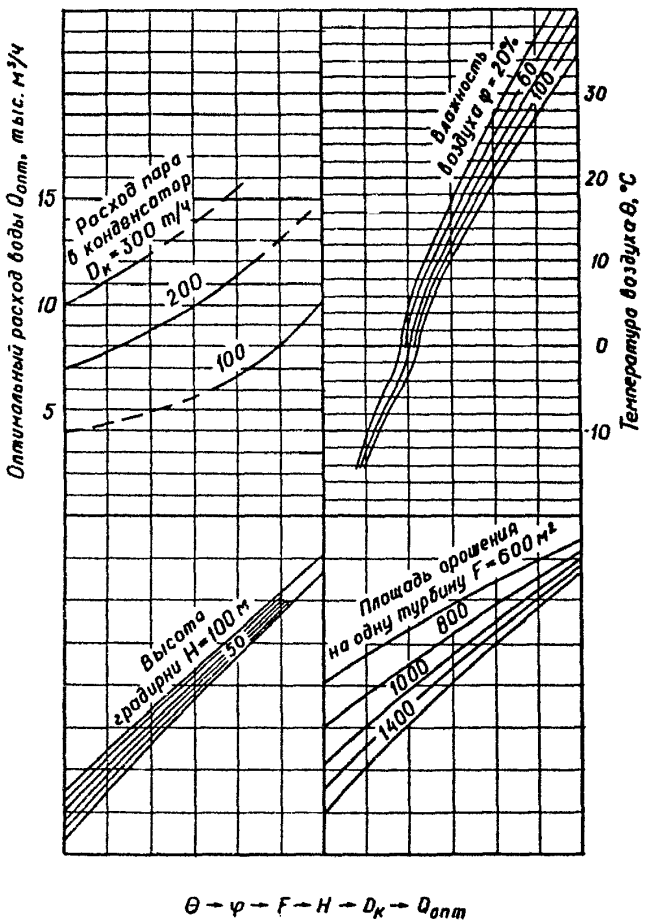


Рис. 6. Номограмма для определения оптимального расхода воды в конденсатор турбины ПТ-135/165-130/15

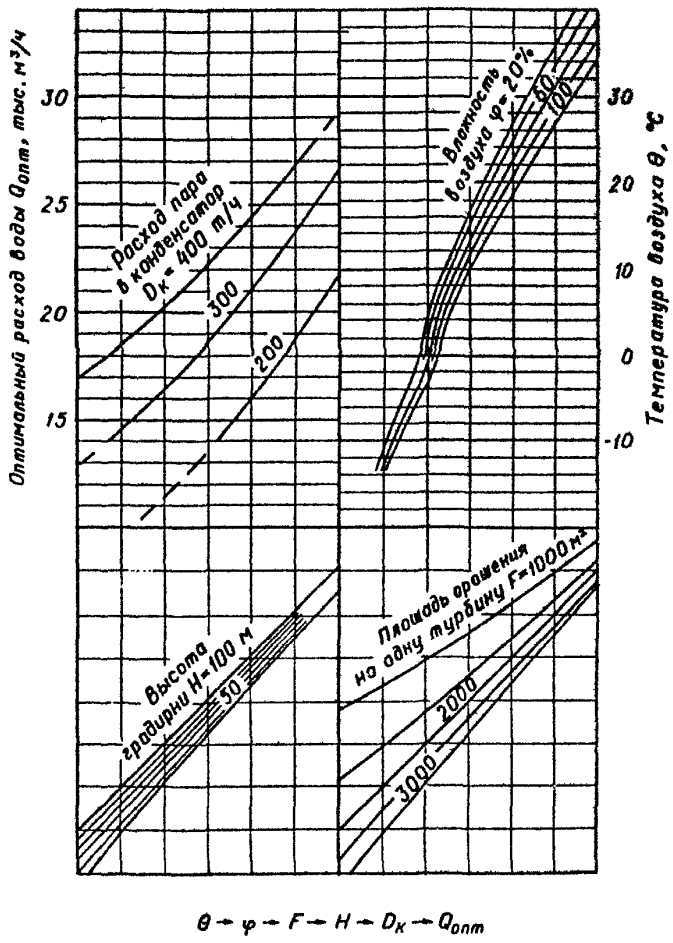


Рис. 7. Номограмма для определения оптимального расхода воды в конденсатор турбины Т-175/210-130

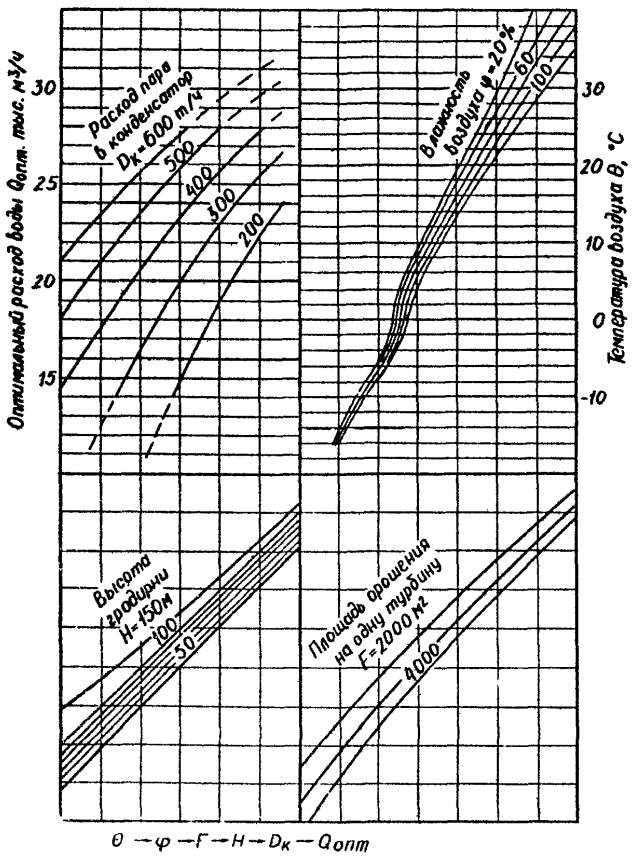


Рис. 8. Номограмма для определения оптимального расхода воды в конденсатор турбины Т-250/300-240

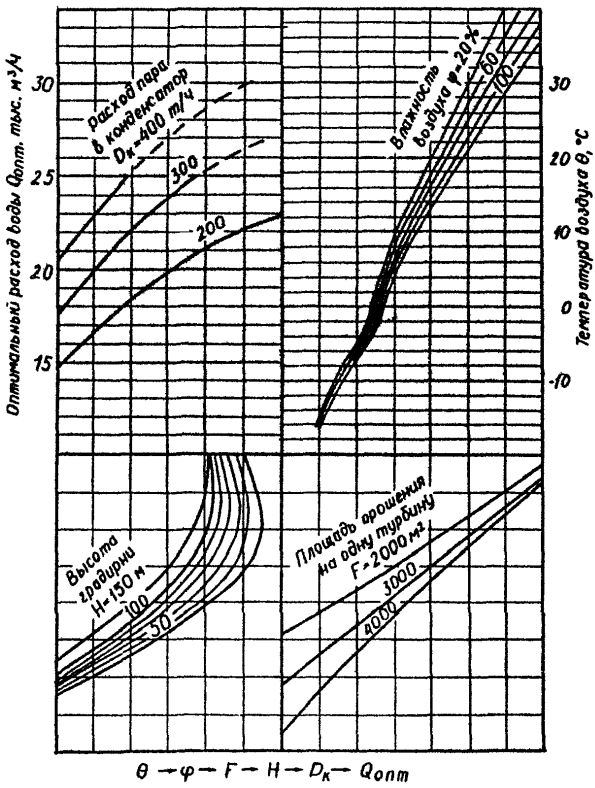


Рис. 9. Номограмма для определения оптимального расхода воды в конденсатор турбины К-200-130

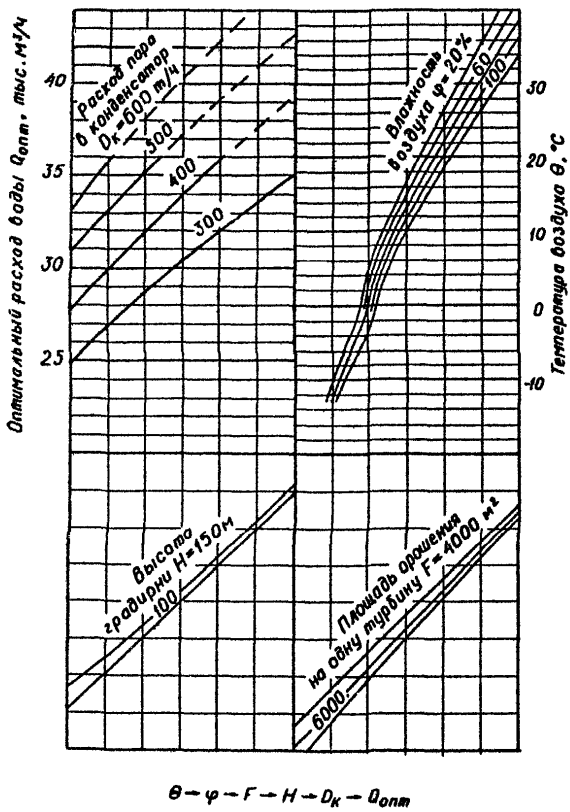
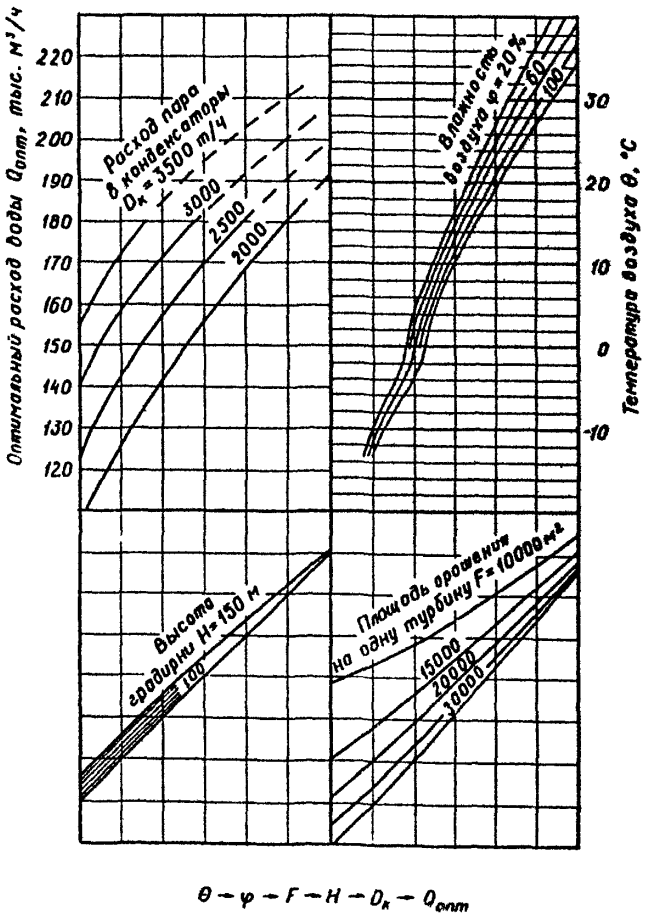


Рис. 10. Номограмма для определения оптимального расхода воды в конденсатор турбины К-300-240-I



$\theta \rightarrow \varphi \rightarrow F \rightarrow H \rightarrow D_к \rightarrow Q_{опт}$

Рис. II. Номограмма для определения оптимального расхода воды в конденсаторы турбины К-1000-60/3000

Для проведения оптимизационных расчетов принимаются варианты с железобетонными башенными градирнями площадью орошения 1600, 2300, 3200 и 6900 м^2 сметной стоимостью 842,1; 1332,8; 1817,8 и 3706,7 тыс. руб. соответственно. Геологические и гидрогеологические условия соответствуют принятым в типовых проектах градирен. Строительство ТЭЦ осуществляется в 1982–1986 гг. с вводом блоков в IУ квартале 1983, 1984, 1985 и 1986 гг. Число часов использования замещающей мощности принято 6500 часов в год. Удельные замыкающие затраты приняты 13,5 руб./(МВт·ч), в том числе топливная составляющая 3,5, в дневные часы – 12,5 руб./(МВт·ч).

2. Последовательность расчетов

Расчеты производятся для вариантов с 4–6 градирнями площадью орошения 1600 м^2, с 3–5 градирнями площадью орошения 2300 м^2, с 2–4 градирнями площадью орошения 3200 м^2, с 2 градирнями площадью орошения 6900 м^2. Подробный расчет представлен в табл. 5 для варианта с 2 градирнями площадью орошения 3200 м^2.

Режимы отопительного периода и максимума нагрузки учитываются только в первые два года строительства. Простой градирен в ремонте не учитывается. Количество работающих турбин и градирен определяется для каждого варианта в соответствии с принятыми сроками ввода в эксплуатацию. Оптимальный расход воды определяется по указаниям приложения 7. Издержки, связанные с подачей добавочной воды, не учитываются, так как все рассматриваемые градирни имеют водоуловители, и потери воды во всех вариантах одинаковы. К капиталовложениям отнесена стоимость градирен и циркуляционных водоводов в узле градирен. За год приведения принят 1986 г.

3. Выбор вариантов

Основные показатели расчетных вариантов приведены в таблице 6. Из таблицы видно, что вариант с 5 градирнями площадью орошения 1600 м^2 обладает минимальными приведенными затратами, а варианты с 3 градирнями площадью орошения 2300 м^2 и с 2 градирнями площадью орошения 3200 м^2 равноэкономичны с ним. При определении приведенных затрат по нижней границе значений удельных замыкающих затрат на электроэнергию (см. приложение 3) оптимальным становится вариант с 2 градирнями площадью орошения 3200 м^2, что также свидетельствует о равноэкономичности вариантов.

Дополнительные критерии в данном случае не дают явного пре-

Таблица 5

Показатель	Обозн.	Ед. изм.	Расчетные режимы							
Год строительства	T	–	I982	I983			I984			I985
Число работающих турбин	$n_т$	–	–	–	I	I	I	I	I	2
Число действующих градирен	$n_{гр}$	–	–	–	I	I	I	I	I	I
Расход пара в конденсатор	$D_к$	т/ч	–	–	265	240	4I0	4I0	265	265
Расход воды в конденсатор	$Q_к$	м³/ч	–	–	I6000	I6000	25000	24000	I6000	I7500
Температура воздуха	θ	°С	–	–	-2,0	-4,3	I7,4	I3,6	-6,9	-2,0
Температура охлажден. воды	t_2	°С	–	–	I5,I	I3,0	25,8	23,9	I2,6	22,8
Изменение мощности турбин	$\Delta N_т$	МВт	–	–	-0,25	-0,53	3,44	2,46	-0,59	4,8I
Мощность, потребляемая циркуляционными насосами	$N_{ин}$	МВт	–	–	0,97	0,97	I,96	I,83	0,97	2,45
Изменение мощности электростанции	$\Delta N_{ст}$	МВт	–	–	0,72	0,44	5,4	4,29	0,38	7,26
Продолжительность режима	h	ч/год	–	–	2288	2632	I344	I536	–	2288
Изменение отпуска электроэнергии	$\Delta Э$	МВт·ч / год	–	–	I657	II53	7264	6590	–	I66II
Компенсация изменения отпуска электроэнергии	$И_э$	тыс. руб. / год	–	–			I63,6			
Издержки эксплуатации	$И_т$	то же	–	–			329,I			
Приращение издержек	$\Delta И_т$	"	–	–			329,I			
Капитальные вложения	$K_т$	тыс. руб.	494,5	I370,6			494,5			
Коэффициент приведения	$B_т$	–	I,3605	I,2597			I,I664			
Приведенные затраты	$З$	тыс. руб. / год								

Обозн.	Расчетные режимы											
T	I985						I986				I987	
$n_т$	2	I	I	2	2	2	2	2	3	3	3	3
$n_{гр}$	I	I	I	I	I	I	2	2	2	2	2	2
$D_к$	240	4I0	4I0	4I0	4I0	265	4I0	4I0	4I0	4I0	4I0	4I0
$Q_к$	I6000	25000	24000	23000	23000	I5500	25000	24000	26000	25500	26000	25500
θ	-4,3	I7,4	I3,6	I7,4	I3,6	-6,9	I7,4	I3,6	I7,4	I3,6	I7,4	I3,6
t_2	20,4	25,8	23,9	32,5	3I,I	20,6	25,8	23,9	29,6	27,9	29,6	27,9
$\Delta N_т$	2,44	3,44	2,46	20,77	I7,49	3,68	6,88	4,92	I8,37	I4,62	I8,37	I4,62
$N_{ин}$	2,I3	I,96	I,83	4,I7	4,I7	2,22	3,93	3,66	6,9I	6,63	6,9I	6,63
$\Delta N_{ст}$	4,57	5,4	4,29	24,94	2I,66	5,9	I0,8I	8,58	25,28	2I,25	25,28	2I,25
h	2632	896	I024	896	I024	-	I344	I536	448	5I2	I792	2048
$\Delta Э$	I2028	4843	4393	22345	22I83	-	I4528	I3I80	I1327	I0882	45309	43526
$И_э$	I066,I						407,4				7I8,7	
$И_т$	I23I,6						738,4				I049,7	
$\Delta И_т$	902,5						-493,2				3II,3	
$K_т$	I370,6						-				-	
$\beta_т$	I,08						I				0,9259	
$Э$	I688,4											

Таблица 6

Показатель	Ед. изм.	Расчетные варианты									
Площадь орошения градирни	$м^2$	I600	I600	I600	2300	2300	2300	3200	3200	3200	6900
Количество градирен	–	4	5	6	3	4	5	2	3	4	2
Приведенные затраты	$\frac{тыс.руб.}{год}$	I722,9	I685,6	I762,4	I703,3	I829,4	I976,5	I688,4	I794,5	2084,7	2I72,6
Трудозатраты при строительстве	тыс. чел.-дн.	75	94	II2	77	I03	I28	7I	I07	I4I	I40
Потребность в черном металле	тыс. т	I,9	2,4	2,8	2,4	3,2	4	2,2	3,3	4,3	7,I
Потребность в цементе	то же	5	6,3	7,6	6,4	8,4	I0,6	5,9	8,9	II,8	I7,7
Общий срок строительства	лет	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	3,5	4,5	4,5	4
Производительность	тыс.$м^3$/ч	60,8	76	9I,2	65,4	87,2	I09	60,8	9I,2	I2I,6	I40
Капельный унос в градирнях	%	0,06–0,08% общего расхода воды во всех вариантах									

имущества ни одному из равноэкономичных вариантов: по экономии трудозатрат и материалов предпочтительнее варианты с 2 градирнями площадью орошения 3200 м^2 или с 3 градирнями площадью орошения 2300 м^2, по максимальной производительности преимущество имеет вариант с 5 градирнями площадью орошения 1600 м^2. По воздействию на окружающую среду (выброс капель) все варианты равноценны. Окончательный выбор варианта производится с учетом имеющегося в распоряжении строительной организации оборудования.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

ПРИМЕР ОБОСНОВАНИЯ КОНСТРУКТИВНОГО РЕШЕНИЯ
(использованы данные Ленинградского отделения института "Теплоэлектропроект")

I. Исходные данные

Задано оптимизировать высоту воздуховходных окон башенной градирни, предназначенной для применения в системах водоснабжения ТЭЦ. Высота градирни 81,5 м, диаметр основания 70 м, диаметр устья 45 м. Данные по расчетным вариантам высоты воздуховходных окон приведены в табл. 7.

Таблица 7

Показатель	Ед. изм.	Варианты			
Высота окон	м	3,9	5,2	6,5	7,8
Среднелетняя температура охлажденной воды	°С	29,8[1)]	28,7[1)]	27,9	27,4[1)]
Площадь орошения градирен на 1 МВт теплосброса	м^2/МВт	9,33[1)]	9,33[1)]	9,33	9,33[1)]
Капитальные вложения на 1 м^2 площади орошения	руб./м^2	314,7[1)]	321,2[1)]	327,6	334[1)]
Капитальные вложения на 1 МВт теплосброса	руб./МВт	2936	2997	3057	3117
Затраты на амортизацию и текущий ремонт градирен	руб./МВт·год	166	170	173	177
Затраты по компенсации изменения отпуска электроэнергии турбинами	то же	533	450	396	363
Затраты по подаче воды	то же	0	23	47	70
Условные удельные приведенные затраты	"	1051	1003	983	984

1 – по расчету Ленинградского отделения института "Теплоэлектропроект"

2. Последовательность расчетов

Расчет приведенных затрат, выполненный в соответствии с указаниями гл. 3 настоящего руководства, дан в табл. 7. В качестве эталонного принят вариант с высотой окон 3,9 м. Относительно этого варианта определяется изменение высоты подачи воды на градирни. Капитальные вложения и амортизационные отчисления учтены только по железобетонным конструкциям.

3. Выбор варианта

Оптимальная высота воздухоходных окон градирни, полученная графическим путем по данным табл. 7, равна 7,15 м, или 8,77% общей высоты градирни. Оптимальная высота воздухоходных окон, определенная непосредственным расчетом Ленинградским отделением института "Теплоэлектропроект" для подобной градирни, равна 8,52% общей высоты градирни.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. Общие положения 3
2. Выбор оптимального варианта оборотной системы водоснабжения 9
3. Обоснование конструктивных решений I7
Приложение I. Коэффициент приведения разновременных затрат . 2I
Приложение 2. Определение сечений циркуляционных водоводов . 2I
Приложение 3. Удельные замыкающие затраты на электроэнергию 23
Приложение 4. Методика построения графиков метеорологических условий 24
Приложение 5. Принципиальная схема оборотной системы водоснабжения и основные расчетные формулы 25
Приложение 6. Определение температурного напора в конденсаторе 28
Приложение 7. Определение оптимального расхода воды в конденсаторах 29
Приложение 8. Пример оптимизации системы оборотного водоснабжения электростанции с градирнями 29
Приложение 9. Пример обоснования конструктивного решения . . 42

Л-88278 Подписано к печати 23/IX-8I г. Тираж I00 экз.
Москва, Оргэнергострой. Ротапринт. Заказ 730 2,3 уч.-изд.л.

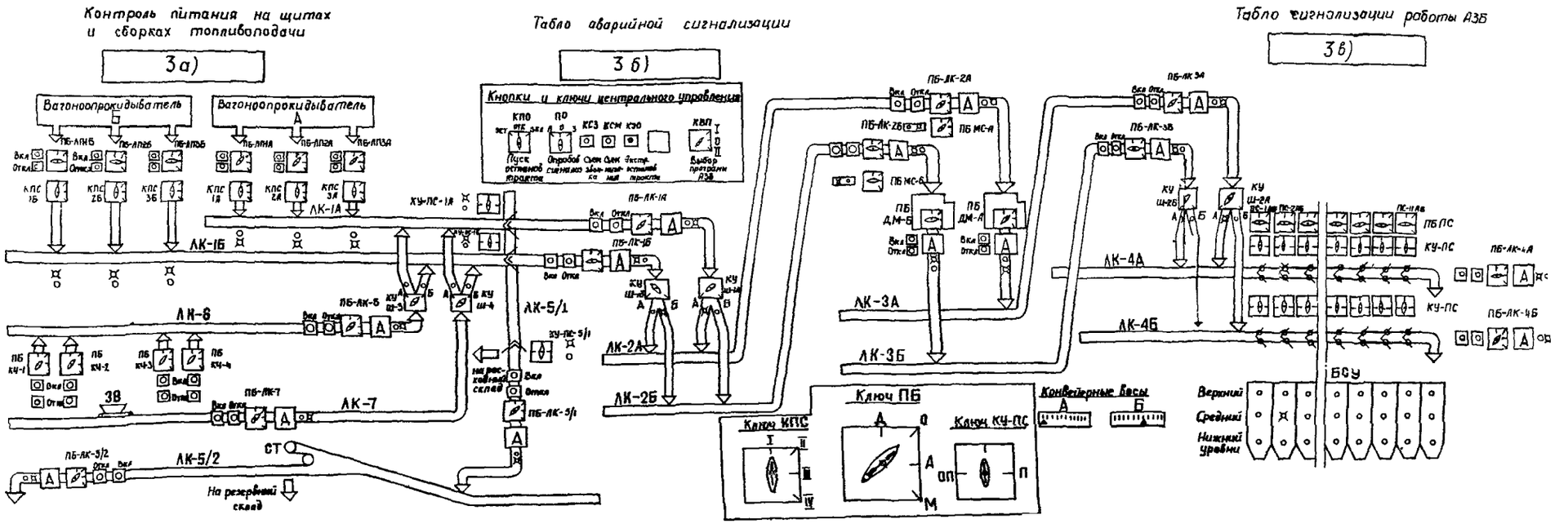


Рис.2. Центральный щит управления топливоподачи (рассматривается совместно с рис.3):

ЛК – ленточный конвейер; Ш – шибер; Д – дробилка; А,Б – индекс конвейерной линии; ЛП – ленточный питатель; КЧ – качающийся питатель; ДМ – молотковая дробилка; МС – магнитный сепаратор (железоотделитель);

ПБ – ключ переключения блокировки с указаниями положения: Д – дистанционное управление; А – автоматическое; М – местное; О – отключено;

КПС – ключ переключения скорости с положениями I,П,Ш,IУ; КУ – ключ управления шибера с положениями А и Б; КУ-ПС – ключ управления плужкового сбрасывателя с указаниями положения "ОП" – опущено; "П" – поднято

Кнопки и ключи центрального управления

КПО – ключ пуска и останова топливоподачи; ПО – опробование сигнализации контрольных ламп, звонков; КСЗ – кнопка съема звонка; КСМ – кнопка съема мигания контрольных ламп; КЭО – экстренный останов тракта топливоподачи; КВП – ключ выбора программы АЗБ;

[o] – кнопка включения ("Вкл", отключения ("Откл"); ☼ – контрольная лампочка (включена); ○ – контрольная лампочка (отключена); [A] – амперметр; [V] – вольтметр

gost.e-ecolog.ru