МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПО НАЛАДКЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ СОЮЗТЕХЭНЕРГО

# МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЦИРКУЛЯЦИОННЫМИ СИСТЕМАМИ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

МУ 34 70 143 86

СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1987

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПО НАЛАДКЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ СОЮЗТЕХЭНЕРГО

# МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЦИРКУЛЯЦИОННЫМИ СИСТЕМАМИ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

МУ 34-70-143-86

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ПО СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1987

Р А З Р А Б О Т А Н О Московским головным предприятием Производственного объединения по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей "Союзтехэнерго" и предприятием "Уктехэнерго"

И С П О Л Н И Т Е Л И В.А.КАЛАТУЗОВ, А.С.ПАВЛОВ, В.И.ГОРБЕНКО, П.Г.САЯПИН, А.П.СЕРЕДА

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Московским головным предприятием ПО "Союзтехэнерго" 23.07.86

Заместитель главного инженера С.Б.ЛОВАК

© СПО Союзтехэнерго, 1987.

УДК 628.I.[illegible]:621.311.22

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЦИРКУЛЯЦИОННЫМИ СИСТЕМАМИ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

МУ 34-70-143-86

Срок действия установлен
с 01.01.87 г.
до 01.01.94 г.

Настоящие Методические указания разработаны на основании опыта эксплуатации, наладки и испытаний оборудования и сооружений систем циркуляционного водоснабжения электростанций и в развитие "Методических указаний по определению ограничений установленной мощности тепловых электростанций. МУ 34-70-084-84" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984).

Целью работы является установление единого порядка определения обеспеченности установленной мощности электростанций системами циркуляционного водоснабжения с разработкой дальнейших мероприятий по устранению ограничений установленной мощности.

Методические указания предназначены для эксплуатационного персонала энергопредприятий, занимающегося планированием располагаемой мощности, и персонала ПО "Союзтехэнерго", участвующего в согласовании располагаемой мощности электростанций, а также для диспетчерских служб ОДУ и ЦДУ.

Методические указания могут быть использованы также проектными организациями для анализа выбираемой системы циркуляционного водоснабжения при проектировании электростанций.

## I. ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

$D_0$ – расход свежего пара на турбину, т/ч;

$D_{кj}$ – расход пара в конденсатор турбины, т/ч;

$j$ – порядковый номер турбины;

$D_{рег}$ – расход пара на регенерацию, т/ч;

$D_т$ – расход пара из теплофикационных отборов, т/ч, Гкал/ч;

$D_п$ – расход пара из производственных отборов, т/ч;

$N^{э}_{расп}$ - располагаемая мощность электростанции, МВт;

$N^{э}_{у}$ - установленная мощность электростанции, МВт;

$N^{р}_{т}$ - расчетная мощность турбоагрегата, МВт;

$\Delta N_{p_2}$ - изменение мощности турбины из-за ухудшения вакуума в конденсаторе, МВт;

$\Delta i_j$ - разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата, ккал/кг;

$U^{р}_{0}$ - общая тепловая нагрузка циркуляционной системы в расчетном режиме, Мкал/ч;

$u^{i}_{ср}$ - средняя удельная тепловая нагрузка градирни, Мкал/(м$^2$·ч);

$\Delta t^{св}$ - средневзвешенный перепад температур воды (ширина зоны охлаждения) при охлаждении в гидроохладителях, °С;

$\Delta t_{кj}$ - нагрев воды в конденсаторе турбины, °С;

$\delta t_j$ - темпер турный напор конденсатора, °С;

$t''$ - температура насыщенного пара в конденсаторе, °С;

$t^{св}_{2}$ - средневзвешенная температура воды после охлаждения в гидроохладителях (на входе в конденсаторы турбин), °С;

$t_{2i}$ - температура воды после охлаждения в гидроохладителе, °С;

$t_в$ - температура воды в естественном водоеме, °С;

$W$ - расход охлаждающей воды в циркуляционной системе (без учета расхода воды на маслогазоохладители), м$^3$/ч;

$W^{п}_{i}$ - проектная гидравлическая нагрузка гидроохладителя, м$^3$/ч;

$W_i$ - фактическая гидравлическая нагрузка гидроохладителя, м$^3$/ч;

$W^{н}_{кj}$ - номинальный расход охлаждающей воды через конденсатор турбины, м$^3$/ч;

$W_{кj}$ - расход охлаждающей воды через конденсатор турбины, м$^3$/ч;

$F_i$ - площадь орошения градирни, м$^2$;

$\rho$ - плотность воды, принимаемая в расчетах равной 1 т/м$^3$;

$C$ - удельная теплоемкость воды, принимаемая в расчетах равной I ккал/(кг·°С);

$\theta$ - температура воздуха по сухому термометру, °С;

$\varphi$ - относительная влажность воздуха, %;

$\alpha$ - коэффициент уменьшения паровой нагрузки конденсатора.

## 2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.I. Ограничение электрической мощности электростанций из-за циркуляционных систем водоснабжения является следствием нарушения ПТЭ в организации эксплуатации либо недостатков строительства и монтажа оборудования. В ряде случаев могут наблюдаться ограничения, заложенные в проекте.

2.2. Настоящие Методические указания предназначены для определения расчетным путем ограничений электрической мощности электростанций, возникающих из-за недостатков в работе циркуляционных систем водоснабжения и конденсационных установок.

2.3. Турбины с противодавлением, ухудшенным вакуумом и газовые турбины в Методических указаниях не рассматриваются. При расчете допускается учитывать тепловую нагрузку на гидроохладители от масло-газоохладителей (МГО) этих турбин.

2.4. В основу расчета заложен принцип проверки температуры охлаждающей воды по двум ограничивающим параметрам:

- максимально допустимой температуре охлаждающей воды, подаваемой на МГО, которая не должна превышать 33°С (это условие не учитывается, когда МГО охлаждаются водой от постороннего источника);

- максимально допустимому давлению отработавшего пара в конденсаторе турбины $p_2$, которое не должно превышать I2 кПа (0,I2 кгс/см$^2$).

2.5. Выявленные ограничения электрической мощности турбоагрегатов являются ограничениями, не зависящими от технического состояния котлов и турбоагрегатов.

2.6. При работе с настоящими Методическими указаниями предусматривается использование типовых энергетических характеристик турбоагрегатов и конденсаторов и нормативных показателей работы гидроохладителей.

## 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

3.1. Наибольшие ограничения электрической мощности из-за циркуляционных систем водоснабжения и конденсационных установок, как правило, имеют место в летний период, который и является расчетным. Однако не исключена необходимость оценки ограничений электрической мощности и в другие периоды времени.

3.2. Для определения ограничения электрической мощности необходимы следующие исходные данные:

3.2.1. По турбоагрегатам:

- количество и типы турбоагрегатов на электростанции
- типы конденсаторов на каждом турбоагрегате;
- эксплуатационные значения расходов пара из регулируемых отборов каждого турбоагрегата для среднего дня расчетного периода;
- нормативные энергетические характеристики турбоагрегатов и конденсаторов.

3.2.2. По градирням:

- количество и типы градирен с указанием площади орошения и типа оросителя;
- нормативные (проектные) характеристики градирен (производительность, ширина зоны охлаждения);
- техническое состояние градирен на текущий период.

3.2.3. По водохранилищам-охладителям:

- план водохранилища, его ширина и длина;
- полная площадь водохранилища.

3.2.4. По системе циркуляционного водоснабжения:

- схема циркуляционного водоснабжения с указанием места установки циркуляционных насосов (блочная или с поперечными связями по воде);
- расчетное сопротивление сети;
- количество и тип циркуляционных насосов;
- заводские характеристики циркуляционных насосов или характеристики по данным испытаний, выполненных в соответствии с [8];
- характеристика циркуляционных насосов при параллельной работе (при блочной схеме - подача воды каждого насоса);

- расход охлаждающей воды на МГО и возможность подачи ее от других источников помимо основной циркуляционной системы;

- расход охлаждающей воды в циркуляционной системе водоснабжения, который принимается максимально во можным из условий:

характеристик параллельной работы циркуляционных насосов;

номинального расхода охлаждающей воды в конденсаторы турбин;

нормативных (проектных) гидравлических нагрузок гидроохладителей.

3.3. Метеорологические условия района расположения электростанции для расчетного периода (температура и влажность воздуха, скорость ветра на высоте 2 м от поверхности суши или водной поверхности водохранилища) определяются по данным местных метеослужб или по "Справочнику по климату СССР". Порядок определения исходных метеорологических параметров показан в приложении I

3.4. Температура охлаждающей воды перед конденсаторами определяется по температуре воды на выходе из гидроохладителей с учетом особенностей конкретной циркуляционной системы (подача охлаждающей воды после МГО на гидроохладители или на сторону всасывания циркуляционных насосов).

Температура воды после охлаждения в гидроохладителях определяется по [I].

## 4. ПОРЯДОК РАСЧЕТА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЦИРКУЛЯЦИОННЫМИ СИСТЕМАМИ

4.I. Расчет обеспеченности мощности электростанции циркуляционными системами производится

4.I.I. Для ТЭЦ:

- при работе всех турбоагрегатов с номинальной мощностью и эксплуатационных параметрах регулируемых отборов пара расчетного периода;

- для определения возможности форсировки электрической мощности сверх номинальной с пропуском освобождающегося пара производственного и теплофикационного отборов (на время форсировки) в конденсатор - при работе всех турбин в конденсационном режиме с максимальным расходом пара в конденсатор,

4.1.2. Для электростанций с турбинами типа К - при работе всех турбоагрегатов с номинальной мощностью.

4.2. Расчет производится в следующем порядке:

4.2.1. При эксплуатационных расходах пара из регулируемых отборов для расчетной электрической мощности по диаграмме режимов турбин определяется расход свежего пара $D_0$ на соответствующую турбину.

4.2.2. Расход пара на регенерацию каждой турбины определяется по характеристикам турбин или по формуле

$$D_{рег} = (0,2 \div 0,3) D_0 \qquad (4.1)$$

4.2.3. Для расчетного режима определяется расход пара в конденсатор каждой турбины по формуле

$$D_к^р = D_0 - D_п - D_т - D_{рег} . \qquad (4.2)$$

4.2.4. Из условий п.3.2.4 определяется расход охлаждающей воды в циркуляционной системе.

4.2.5. Распределяется гидравлическая нагрузка на гидроохладители пропорционально их пропускной производительности:

$$W_i = \frac{W_i^п}{\sum W_i^п} W \qquad (4.3)$$

4.2.6. Производится распределение расходов охлаждающей воды между конденсаторами:

- для циркуляционных систем с поперечными связями - пропорционально номинальному расходу воды в конденсаторы:

$$W_{кj} = \frac{W_{кj}^н}{\sum W_{кj}^н} W ; \qquad (4.4)$$

- для блочной схемы - пропорционально подаче циркуляционных насосов.

4.2.7. Определяется тепловая нагрузка циркуляционной системы расчетного режима:

$$Q_0^р = \sum_{j=1}^{n_j} (D_{кj}^р \Delta t_j) \qquad (4.5)$$

4.2.8. Определяется удельная тепловая нагрузка на гидроохладители расчетного режима:

- для градирен:

$$u_{cp}^{p} = \frac{U_0^p}{\Sigma F_i}; \qquad (4.6)$$

$$\Delta t^{cb} = \frac{u_{cp}^{r} \Sigma F_i}{\rho C W}, \qquad (4.7)$$

- для водохранилищ-охладителей:

$$\Delta t^{cb} = \frac{U_0^p}{\rho C W} \qquad (4.8)$$

По полученному значению удельной тепловой нагрузки расчетного режима:

для градирен - при нескольких значениях температуры воздуха $\theta$ и влажности $\varphi$ расчетного периода по номограммам [I] для каждого типа градирен находятся соответствующие значения $t_{2i}$,

для водохранилищ-охладителей - при нескольких значениях температуры воды в естественном водоеме $t_e$ по номограмме [I] находятся соответствующие значения $t_{2i}$.

Таким же образом находятся соответствующие значения $t_{2i}$ еще для нескольких произвольных значений удельной тепловой нагрузки, меньших расчетной.

4.2.9. По полученным значениям $t_{2i}$ для каждого значения удельной тепловой нагрузки определяется средневзвешенная температура воды после гидроохладителей (перед конденсаторами)

$$t_2^{cb} = \frac{\Sigma(t_{2i} W_i)}{W} \qquad (4.9)$$

Все полученные значения сводятся в таблицу.

4.2.10. По полученным значениям температуры охлаждающей воды при фиксированных значениях удельной тепловой нагрузки и температуры воздуха строятся графики $t_2^{св} = f(u_{ср}, \theta)$ или $t_2^{св} = f(\Delta t^{св}, t_в)$.

4.2.11. Проверяются условия максимально допустимых значений температуры охлаждающей воды, при превышении которых начинаются ограничения и строится расчетная линия ограничения нагрузки:

- по условиям охлаждения МГО $t_2^{св} \leq 33^{\circ}C$;
- по условиям предельно допустимого давления отработавшего пара в конденсаторе турбин $p_2$ = 12 кПа (0,12 кгс/см$^2$), $t^{п}$ = = 49,1$^{\circ}$С.

Для построения линии ограничения по условиям достижения предельно допустимого давления отработавшего пара необходимо задаться несколькими значениями температуры охлаждающей воды после гидроохладителей (перед конденсаторами):

$$t_2 = t_2^{св}.$$

При заданных значениях $t_2^{св}$, расчетном значении $D_{кj}^{р}$ и известном уже $W_{кj}$ определяются значения температуры насыщенного пара в конденсаторе каждой турбины по формуле

$$t_j^{п} = t_2^{св} + \Delta t_{кj}^{р} + \delta t_j^{р}. \qquad (4.10)$$

где

$$\Delta t_{кj}^{р} = \frac{D_{кj}^{р}\ \Delta t_j}{W_{кj}}; \qquad (4.11)$$

$\delta t_j^{р}$ – температурный напор в конденсаторе определяется по нормативным характеристикам конденсаторов при расчетном значении $D_{кj}^{р}$ и для каждого значения заданной $t_2^{св}$. В случае отсутствия нормативных характеристик допускается определение $\delta t_j^{р}$ по заводским характеристикам.

Графически определяются значения температуры охлаждающей воды $t_2^{св}$ для каждой турбины, при которой $t^{п}$ достигнет предельного значения, равного 49,1$^{\circ}$С. Это будет граничная точка (точка перегиба), при превышении значения температуры в которой необходимо снижать нагрузку турбины.

Для определения значения температуры точки перегиба каждой турбины строится график $t^{н} = f(t_2^{св})$, где в качестве граничного значения для всех турбин является $t_н^{н}$ =49,I°С. Допустимое значение расхода пара в конденсатор каждой турбины в точках перегиба определяется с помощью коэффициента уменьшения паровой нагрузки конденсатора, который определяется по формуле

$$\varkappa_j = \frac{t_н^{н} - t_2^{св}}{t_j^{н} - t_2^{св}} \qquad (4.I2)$$

В соответствии с найденными значениями $\varkappa_j$ определяются расходы пара в конденсаторы каждой турбины для точек перегиба:

$$\text{при } \varkappa_j \geq 1 \quad D_{кj} = D_{кj}^{р}, \qquad \text{при } \varkappa_j < 1 \quad D_{кj} = \varkappa_j D_{кj}^{р} \qquad (4.I3)$$

При $\varkappa_j$ =I турбина работает в граничном режиме, т.е. в точке перегиба.

По полученным значениям $D_{кj}$ в точках перегиба определяются значения удельной тепловой нагрузки гидроохладителей для соответствующих значений $t_2^{св}$:

- для циркуляционных систем с градирнями

$$u_{ср}^{i} = \frac{\Sigma D_{кj} \Delta i_j}{\Sigma F_i},$$

- для циркуляционных систем с водохранилищем-охладителем

$$\Delta t^{св} = \frac{\Sigma D_{кj} \Delta i_j}{W}$$

Полученные значения $u_{ср}^{i}$ и $\Delta t^{св}$ откладываются соответственно на графиках $t_2^{св} = f(u_{ср}\,\theta)$ или $t_2^{св} = f(\Delta t^{св}, t_в)$, на которых наносится также линия ограничения мощности по условиям предельно допустимого давления отработавшего пара до пересечения с линией ограничения по $t_2^{св}$ = 33°С. Таким образом определяется положение расчетной линии ограничения.

4.2.I2. На графике $t_2^{св}=f(u_{ср}B)$ или $t_2^{св}=f(\Delta t^{св}, t_в)$ методом интерполяции определяются значения $B$ или $t_в$, проходящие через каждую точку перегиба.

Расход пара в конденсатор каждой турбины для этих точек уже известен из формулы (4.2). Определение расхода пара для $u_{ср}$ градирен или для $\Delta t^{св}$ водохранилищ-охладителей, лежащего ниже точки пересечения линии $P_2$ с линией 33°С, при увеличении значений $B$ или $t_в$ производится по формулам:

$$D_{кj} = \frac{u^c_{ср}}{u^a_{ср}} D^a_{кj}\ ; \qquad (4.14)$$

$$D_{кj}=\frac{\Delta t_i^{св}}{\Delta t_a^{св}} D^a_{кj} \qquad \text{или} \qquad D_{кj}=\frac{W\Delta t}{\Delta i}\ , \qquad (4.15)$$

где $D^a_{кj}$ - расход пара в конденсатор турбины, определенный в точке пересечения линии $P_2$ с линией 33°С;

$u^a_{ср}$, $\Delta t^{св}_a$ - средняя удельная тепловая нагрузка градирни, водохранилища-охладителя, соответствующая $D^a_{кj}$

4.2.I3. По известным уже значениям $D_{кj}$ определяются соответствующие им значения расходов свежего пара $D_{oj}$ каждой турбины по формуле

$$D_{oj} = D_т + D_п + D_к + D_{рег} \qquad (4.16)$$

или

$$D_{oj} = \frac{D_т + D_п + D_к}{0{,}7\text{-}0{,}8}\ , \qquad (4.17)$$

где 0,7 и 0,8 - коэффициенты, учитывающие расходы пара регенеративных отборов, соответственно для турбин мощностью свыше 100 и до 100 МВт включительно.

4.2.14. По типовым энергетическим характеристикам турбоагрегатов для полученных значений расходов свежего пара на турбину определяются соответствующие им значения мощности.

В соответствии с найденными значениями мощности при фиксированных значениях температуры окружающего воздуха или температуры воды в естественном водоеме строится график располагаемой мощности электростанции в координатах: $N^{э}_{расп}$ - ордината, $\theta$ или $t_в$ - абсцисса.

При построении окончательного графика $N^{э}_{расп}=f(\theta)$ или $N^{э}_{расп}=f(t_в)$ учитываются поправки $\Delta N_{p_2}$ на изменение давления пара в конденсаторе, определяемые по нормативным характеристикам конденсаторов. В случае отсутствия нормативных характеристик допускается пользоваться следующей зависимостью: изменение температуры охлаждающей воды перед конденсаторами турбин на $\pm 1^{\circ}C$ по сравнению с температурой, установленной заводом-изготовителем, соответствует изменению мощности турбины на $\pm 0{,}4\%$ расчетной мощности турбины. В особых случаях, обусловленных режимом энергопотребления, расчет производится без учета поправки $\Delta N_{p_2}$.

Примеры определения обеспеченности электрической мощности на электростанциях приведены в приложении 2, а использование расчетов и графиков $N^{э}_{расп}=f(\eta)$ и $N^{э}_{расп}=f(t_в)$ при планировании располагаемой мощности электростанций и оперативной работе диспетчерских служб в приложениях 3 и 4.

## Приложение I

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСХОДНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГРАФИКА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ МОЩНОСТИ

I. Для расчета температуры воды на выходе из градирни необходимы следующие метеорологические параметры.

- температура воздуха по сухому термометру $\theta$, $^{\circ}C$,
- относительная влажность воздуха $\varphi$, %;
- скорость ветра на высоте 2 м над поверхностью земли $\omega_2$, м/с.

Для расчета температуры охлаждающей воды в водохранилище-охладителе необходимы следующие метеорологические параметры:

- естественная температура воды в неподогреваемом водоеме $t_e$ , °С;

- скорость ветра на высоте 2 над водной поверхностью водохранилища $\omega_2$ , м/с.

2. Наиболее полно метеорологические параметры приводятся в "Справочнике по климату СССР", издаваемом Гидрометеоиздатом в 5 частях по каждому из 34 выпусков с указанием областей и республик, охарактеризованных в выпуске.

Метеорологические параметры, необходимые для расчета температуры воды после охлаждения, выбираются для ближайшей к ТЭС метеорологической станции по следующим таблицам Справочника:

- табл.I "Средняя месячная и годовая температура воздуха" (ч.2);

- табл.6 "Число дней со средней суточной температурой воздуха в различных пределах" (ч.2);

- табл.I2 "Абсолютный максимум температуры воздуха" (ч.2);

- табл.3 "Средняя месячная и годовая скорость ветра" (ч.3);

- табл.I "Средняя месячная и годовая упругость водяного пара (ч.4).

Данные этих таблиц могут быть представлены электростанции по их запросу учреждениями гидрометеослужбы (областным гидрометеобюро, гидрометеообсерваторией и др.), которые в обязательном порядке имеют выпуск указанного Справочника для своей области.

3. Пример определения метеорологических параметров района г.Минска: из соответствующих таблиц Справочника выбираются среднемесячные значения температуры воздуха $\theta$ , упругости водяного пара $e$ и абсолютный максимум температуры воздуха $\theta_{max}$, обозначаемые в Справочнике соответственно $t, e, t_{max}$, значения которых приведены в табл. III.I по месяцам

Таблица III.I

| Параметр | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\theta$ °С | -6,9 | -6,4 | -2,2 | 5,3 | I2,6 | I6,0 | I7,8 | I6,2 | II,6 | 5,6 | 0,0 | -4,5 |
| $e$ мБ | 3,6 | 3,6 | 4,3 | 6,8 | 9,5 | I2,5 | I4,4 | I4,0 | II,0 | 7,8 | 5,9 | 4,4 |
| $\theta_{max}$ °С | 6,0 | 8,0 | I9,0 | 26 | 3I | 33 | 35 | 34 | 29 | 25 | I6 | I0 |

Соответствующие каждому месяцу параметры $\theta$ и $e$ наносятся на график и соединяются линиями при возрастании и понижении температуры воздуха, затем проводится линия средних значений (рис.III.1).

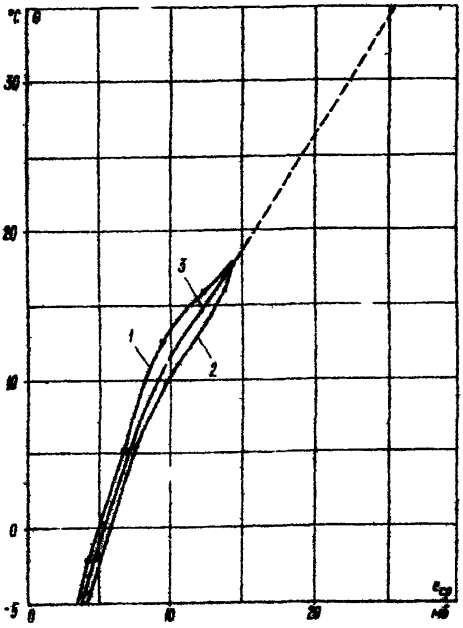


Рис.III.I. Зависимость упругости водяного пара $e$ от температуры воздуха $\theta$ для метеостанции "Минск-обсерватория":

I - январь-июль; 2 - август-декабрь; 3 - средние значения января-декабря; ⊙ , • - справочное значение $\theta$ и $e$ соответственно для марта-июля и августа-декабря

Для температур воздуха, превышающих их среднемесячные значения, зависимость $e_{ср}-\theta$ экстраполируется до $\theta_{max}$

Для построения графика обеспеченности мощности электростанции в неотопительный период циркуляционной системой водоснабже-

ния с градирнями задается ряд значений $\theta$ , для каждого из которых определяется относительная влажность по формуле

$$\varphi = \frac{e_{ср}}{E} 100\% ,$$

где $e_{ср}$ – среднее значение упругости водяного пара, определяемое по рис.II.I;

$E$ – максимальная упругость водяного пара, определяемая по табл.II.2.

Ниже приведены результаты исходных расчетных данных $\theta$ и $\varphi$

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\theta$ | °С | 5 | I0 | I5 | 20 | 25 | 30 | 35 |
| $e$ | мБ | 7,I | 9,I | I2,5 | I6,0 | I9,3 | 22,5 | 25,6 |
| $E$ | мБ | 8,7 | I2,3 | I7,I | 23,4 | 3I,7 | 42,5 | 56,3 |
| $\varphi$ | % | 82 | 74 | 73 | 68 | 6I | 53 | 45 |

Для построения графиков обеспеченности мощности электростанции циркуляционной системой водоснабжения с водохранилищем задается ряд значений естественной температуры воды неподогреваемого водоема.

Задаваемые значения $t_e$ должны охватывать весь диапазон температур воды для расчетного периода, включая жаркую пятидневку. Значения можно принимать по литературным источникам [4,6,7] или по данным наблюдений ближайшей к электростанции гидрометеорологической службы.

Расчетная скорость ветра определяется следующим образом: из табл.3 Справочника (ч.3) выбирается среднемесячная скорость ветра на высоте флюгера $\omega_ф$ для каждого месяца неотопительного периода. Для метеостанции "Минск-обсерватория" высота флюгера I6 м Для расчета температуры воды после охлаждения в гидроохладителях эту скорость необходимо привести к скорости ветра на высоте 2 м для градирен – от поверхности суши, для водохранилищ – от поверхности воды.

Таблица П1.2

| Температура, °С | Максимальная упругость водяного пара $E$, мБ | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Температуре (десятые доли градуса), °С | | | | | | | | | |
| | 0 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 |
| 5 | 8,7 | 8,8 | 8,8 | 8,9 | 9,0 | 9,0 | 9,1 | 9,2 | 9,2 | 9,3 |
| 6 | 9,4 | 9,4 | 9,5 | 9,5 | 9,6 | 9,7 | 9,7 | 9,8 | 9,9 | I0,0 |
| 7 | I0,0 | I0,I | I0,2 | I0,2 | I0,3 | I0,4 | I0,4 | I0,5 | I0,6 | I0,6 |
| 8 | I0,7 | I0,8 | I0,9 | II,0 | II,0 | II,I | II,2 | II,2 | II,3 | II,4 |
| 9 | II,5 | II,6 | II,6 | II,7 | II,8 | II,9 | I2,0 | I2,0 | I2,I | I2,2 |
| I0 | I2,8 | I2,4 | I2,4 | I2,5 | I2,6 | I2,7 | I2,8 | I2,9 | I3,0 | I3,0 |
| II | I3,I | I3,2 | I3,3 | I3,4 | I3,5 | I3,6 | I3,7 | I3,3 | I3,8 | I3,9 |
| I2 | I4,0 | I4,I | I4,2 | I4,3 | I4,4 | I4,5 | I4,6 | I4,7 | I4,8 | I4,9 |
| I3 | I5,0 | I5,I | I5,2 | I5,3 | I5,4 | I5,5 | I5,6 | I5,7 | I5,8 | I5,9 |
| I4 | I6,0 | I6,I | I6,2 | I6,3 | I6,4 | I6,5 | I6,6 | I6,7 | I6,8 | I7,0 |
| I5 | I7,I | I7,2 | I7,3 | I7,4 | I7,5 | I7,6 | I7,7 | I7,8 | I8,0 | I8,I |
| I6 | I8,2 | I8,3 | I8,4 | I8,5 | I8,7 | I8,8 | I8,9 | I9,0 | I9,I | I9,3 |
| I7 | I9,4 | I9,5 | I9,6 | I9,8 | I9,9 | 20,0 | 20,I | 20,3 | 20,4 | 20,5 |
| I8 | 20,6 | 20,8 | 20,9 | 2I,0 | 2I,2 | 2I,3 | 2I,4 | 2I,6 | 2I,7 | 2I,8 |
| I9 | 22,0 | 22,I | 22,3 | 22,4 | 22,5 | 22,7 | 22,8 | 23,0 | 23,I | 23,2 |
| 20 | 23,4 | 23,5 | 23,7 | 23,8 | 24,0 | 24,I | 24,3 | 24,4 | 24,6 | 24,7 |
| 2I | 24,9 | 25,0 | 25,2 | 25,4 | 25,5 | 25,7 | 25,8 | 26,0 | 26,I | 26,3 |
| 22 | 26,5 | 26,6 | 26,8 | 26,9 | 27,I | 27,3 | 27,4 | 27,6 | 27,8 | 27,9 |
| 23 | 28,I | 28,3 | 28,5 | 28,6 | 28,8 | 29,0 | 29,2 | 29,3 | 29,5 | 29,7 |
| 24 | 30,9 | 30,0 | 30,2 | 30,4 | 30,6 | 30,8 | 3I,0 | 3I,I | 3I,3 | 3I,5 |
| 25 | 3I,7 | 3I,9 | 32,I | 32,3 | 32,5 | 32,7 | 32,9 | 33,0 | 33,2 | 33,4 |
| 26 | 33,6 | 33,8 | 34,0 | 34,2 | 34,4 | 34,6 | 34,9 | 35,I | 35,3 | 35,5 |
| 27 | 35,7 | 35,9 | 36,I | 36,3 | 36,5 | 36,8 | 37,0 | 37,2 | 37,4 | 37,6 |
| 28 | 37,8 | 38,I | 38,3 | 38,5 | 38,7 | 39,0 | 39,2 | 39,4 | 39,6 | 39,9 |
| 29 | 40,I | 40,3 | 40,6 | 40,8 | 4I,0 | 4I,3 | 4I,5 | 4I,8 | 42,0 | 42,2 |
| 30 | 42,5 | 42,7 | 43,0 | 43,2 | 43,5 | 43,7 | 44,0 | 44,2 | 44,5 | 44,7 |
| 3I | 45,0 | 45,2 | 45,5 | 45,8 | 46,0 | 46,3 | 46,5 | 46,8 | 47,I | 47,3 |
| 32 | 47,6 | 47,9 | 48,I | 48,4 | 48,7 | 49,0 | 49,2 | 49,5 | 49,8 | 50,I |
| 33 | 50,4 | 50,6 | 50,9 | 5I 2 | 5I,5 | 5I,8 | 52,I | 52,4 | 52,7 | 53,0 |
| 34 | 53,3 | 53,6 | 53,8 | 54,2 | 54,5 | 54,8 | 55,I | 55,4 | 55,7 | 56,0 |
| 35 | 56,3 | 56,6 | 56,9 | 57,2 | 57,6 | 57,9 | 58,2 | 58,5 | 58,8 | 59,2 |
| 36 | 59,5 | 59,8 | 60,I | 60,5 | 60,8 | 6I,I | 6I,5 | 6I,8 | 62,2 | 62,5 |
| 37 | 62,8 | 63,2 | 63,5 | 63,9 | 64,2 | 64,6 | 64,9 | 65,3 | 65,6 | 66,0 |
| 38 | 66,3 | 66,7 | 67,0 | 67,4 | 67,8 | 68,2 | 68,5 | 68,9 | 69,3 | 69,6 |
| 39 | 70,0 | 70,4 | 70,8 | 7I,I | 7I,5 | 7I,9 | 72,3 | 72,7 | 73,I | 73,5 |
| 40 | 73,6 | 74,2 | 74,6 | 75,0 | 75,4 | 75,8 | 76,2 | 76,6 | 77,I | 77,5 |

Расчетная скорость ветра на высоте 2 м приближенно определяется по формуле

$$\omega_2 = K\omega_\phi ,$$

где $K$ – коэффициент приведения на рис.II.2

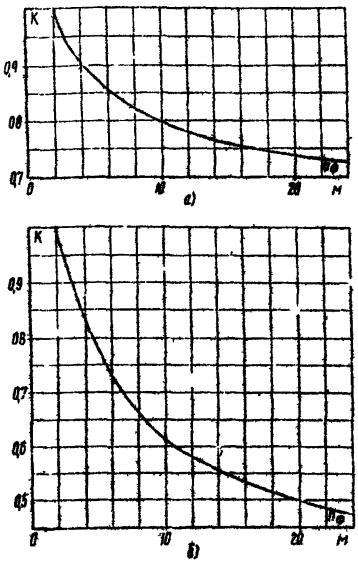


Рис.II,2. Зависимость коэффициента $K$ от высоты флюгера $h_\phi$:

*а* – для приведения значения скорости ветра на высоте флюгера к скорости ветра на высоте 2 м от поверхности зеркала воды водохранилища; *б* – то же от поверхности земли

Для флюгера высотой 16 м K равен 0,755 и 0,535 соответственно при расчете скорости ветра над водой и над сушей.

Расчет скоростей ветра приведен в табл.II.3.

Таблица II.3

| Скорость ветра, м/с | K | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\omega_\phi$ | - | 4,4 | 4,1 | 3,9 | 3,6 | 3,5 | 3,7 | 4,3 |
| $\omega_2$ | 0,755 | 3,3 | 3,1 | 2,4 | 2,7 | 2,6 | 2,8 | 3,2 |
| $\omega_2$ | 0,535 | 2,4 | 2,2 | 2,1 | 1,9 | 1,9 | 2,0 | 2,3 |

Приложение 2

## ПРИМЕРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

### Пример I. ТЭЦ с градирнями

Необходимо определить располагаемую мощность ТЭЦ с градирнями для летнего периода эксплуатации.

Исходные данные

Район расположения ТЭЦ - Московская область.

Расчетная схема циркуляционного водоснабжения с поперечными связями (циркуляционные насосы установлены в центральной насосной).

На ТЭЦ установлены:

- турбина №I ПТ-I35/I65-I30/I5 ТМЗ с конденсатором К-2-6000-I, $W_K^H$ = I2400 м$^3$/ч;

- турбина № 2 и 3 ПТ-80/I00-I30/I3 ЛМЗ с конденсатором 80-КЦС-I, $W_K^H$ = 8000 м$^3$/ч,

- циркуляционные насосы 2к40 В-I6а суммарной подачей 25200 м$^3$/ч при давлении 24 м вод.ст. Расход охлаждающей воды через конденсаторы 22000 м$^3$/ч через МГО 3200 м$^3$/ч с возвратом на сторону всасывания циркуляционных насосов.

Охлаждение циркуляционной воды производится двумя типовыми башенными пленочными градирнями с напорным водораспределением и двухъярусными асбоцементными оросителями:

- градирня № I площадью орошения $F_1$ = I520 м$^2$ с расстоянием между асбоцементными листами оросителя 25 мм рассчитана на охлаждение I0500 м$^3$/ч воды;

- градирня №2 площадью орошения $F_2$ = 2I00 м$^2$ с расстоянием между асбоцементными листами оросителя 20 мм рассчитана на охлаждение I4700 м$^3$/ч воды.

Расчетный расход охлаждающей воды в циркуляционной системе принимается из условия работы циркуляционных насосов равным 22000 м$^3$/ч.

Градирни находятся в хорошем состоянии, их охлаждающая эффективность соответствует нормативным характеристикам.

Расчетная электрическая нагрузка и расход свежего пара на турбину № I I35 МВт и 580 т/ч; № 2 – 80 МВт и 3I0 т/ч; № 3 – 80 МВт и 368 т/ч.

Средние летние нагрузки регулируемых отборов и отборы на регенерацию турбины:

| | $Q_т$ Гкал/ч | $D_т$ т/ч | $D_п$ т/ч | $D_{рег}$ т/ч |
|---|---|---|---|---|
| № I | 30 | 58 | I20 | I72 |
| № 2 | - | - | - | 90 |
| № 3 | 30 | 58 | 50 | I07 |

Расчет производится в следующем порядке:

- определяется расход пара в конденсатор $D_{кj}$ в соответствии с формулой (4.2), при расчетной электрической нагрузке и эксплуатационных значениях регулируемых отборов турбины № I – 230 т/ч; № 2 – 220; № 3 – I43 т/ч;

- производится распределение суммарного расхода циркуляционной воды $W_{кj}$ между конденсаторами в соответствии с формулой (4.4) для турбины № I – 9606 м$^3$/ч; № 2 – 6I97; № 3 – 6I97 м$^3$/ч;

- гидравлическая нагрузка на градирни $W_i$ распределяется в соответствии с формулой (4.5):

№ I – 9237 м$^3$/ч;

№ 2 – I2762 м$^3$/ч;

- тепловая нагрузка циркуляционной системы расчетного режима определяется по формуле (4.5):

$$U_o^p = 230 \cdot 550 + 220 \cdot 535 + I43 \cdot 550 = 322650 \text{ Мкал/ч};$$

- определяется средняя удельная тепловая нагрузка на градирни по формуле (4.6) и перепад температур воды в градирнях по формуле (4.7) для расчетного режима:

$$u_{ср}^p = \frac{322650}{3620} = 89,2 \text{ Мкал/(ч·м}^2\text{)};$$

$$\Delta t^{св} = 89,2 \cdot \frac{3620}{22000} = I4,7^{\circ}C;$$

- по номограмме [I] определяется температуре охлаждающей воды $t_{2j}$ и $t_2^{св}$ (для расчетной и нескольких произвольных удель-

ных тепловых нагрузок, меньших расчетной) и перепад температур $\Delta t^{св}$ при средней скорости ветра 3 м/с. Результаты сводятся в табл.П2.I:

Таблица П2.I

| $u$ Ккал/(ч·м²) | $\Delta t^{св}$ °С | $\theta$ °С | $\varphi$ % | Градиент № I $t_{2I}$ °С | Градиент № 2 $t_{22}$ °С | $t_2^{св}$ °С |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 60 | 9 6 | 4 | 86 | I6,8 | I9,2 | I8,I |
| | | 5 | 80 | I9,I | 2I,7 | 20,6 |
| | | I0 | 76 | 22,I | 23,5 | 22,8 |
| | | I5 | 7I | 24,6 | 25,9 | 25,4 |
| | | 20 | 65 | 27,4 | 28,2 | 27,9 |
| | | 25 | 56 | 29,7 | 30,7 | 30,3 |
| | | 30 | 47 | 32,I | 32,9 | 32,6 |
| 70 | II,2 | 4 | 86 | I8,I | I9,9 | I9,2 |
| | | 5 | 80 | 20,3 | 22,4 | 2I,6 |
| | | I0 | 76 | 23,2 | 24,4 | 23,9 |
| | | I5 | 7I | 25,6 | 26,9 | 26,4 |
| | | 20 | 65 | 28,I | 29,3 | 28,8 |
| | | 25 | 56 | 30,6 | 3I,4 | 3I,I |
| | | 30 | 47 | 32,8 | 33,7 | 33,3 |
| 80 | I2,8 | 4 | 86 | I9,3 | 2I,0 | 20,3 |
| | | 5 | 80 | 2I,5 | 23,4 | 22,6 |
| | | I0 | 76 | 24,0 | 25,5 | 25,0 |
| | | I5 | 7I | 26,5 | 28,I | 27,3 |
| | | 20 | 65 | 28,9 | 30,3 | 29,7 |
| | | 25 | 56 | 3I,0 | 32,5 | 3I,8 |
| | | 30 | 47 | 33,4 | 34,5 | 34,0 |
| 89,2 | I4,7 | 4 | 86 | 2I,8 | 22,2 | 2I,2 |
| | | 5 | 80 | 22,6 | 24,4 | 23,6 |
| | | I0 | 76 | 25,0 | 26,4 | 25,8 |
| | | I5 | 7I | 27,2 | 28,I | 28,0 |
| | | 20 | 65 | 29,5 | 3I,0 | 30,3 |
| | | 25 | 56 | 3I,3 | 32,9 | 32,9 |
| | | 30 | 47 | 33,7 | 34,8 | 34,3 |

- по полученным значениям $t_2^{св}$ строится график $t_2^{св} = f(u_{ср}, B)$ (рис.П2.I).

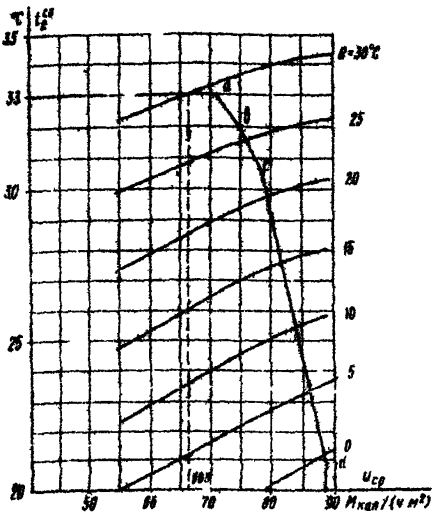


Рис.П2.I. Зависимость температуры охлаждающей воды от средней удельной тепловой нагрузки градирен и температуры воздуха для ТЭЦ с циркуляционной системой с градирнями:

*0* - точки начала изменения нагрузки турбин по условиям охлаждения МГО; *a*, *c*, *в* - точки начала изменения нагрузки турбин (точки перегиба) соответственно №2, 3, I

Расчетная линия ограничения строится следующим образом:

- устанавливаются два предела линии ограничения: по условиям охлаждения МГО независимо от нагрузки $t_2^{св} \leq 33^{\circ}C$ и по предельно допустимому давлению насыщенного пара в конденсаторе $p_2$=I2 кПа (0,I2 кгс/см$^2$); $t_н''$ =49,I °С;

- задаются несколько значений температуры охлаждающей воды $t_{2i}^{св}$ : 33°С, 29; 25; 20°С;

- по формуле (4.II) вычисляется значение нагрева воды в конденсаторе каждой турбины:

$$\Delta t_{к1}^{р} = \frac{230 \cdot 550}{9606} = 13{,}2^{\circ}C;$$

$$\Delta t_{к2}^{р} = \frac{220 \cdot 535}{6197} = 19{,}0^{\circ}C;$$

$$\Delta t_{к3}^{р} = \frac{143 \cdot 550}{6197} = 12{,}7^{\circ}C;$$

- при расчетном значении $D_{кj}^{р}$, известном значении $W_{кj}$ и при каждом из заданных значений $t_{2i}^{св}$ по нормативной характеристике конденсатора определяется соответствующее значение температурного напора $\delta t_j^{р}$ ;

- по формуле (4 I0) определяется значение температуры насыщенного пара для каждой турбины при каждом из заданных значений

температуры охлаждающей воды. Все полученные значения сводятся в табл.П2.2;

Таблица П2.2

| | № I | | | № 2 | | | № 3 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $t_2^{св}$ °С | $\Delta t_{к1}^{р}$°С | $\delta t_1^{р}$°С | $t''$°С | $\Delta t_{к2}^{р}$°С | $\delta t_2^{р}$°С | $t''$°С | $\Delta t_{к3}^{р}$°С | $\delta t_3^{р}$°С | $t''$°С |
| 33,0 | | 3,8 | 50,0 | | 8,6 | 60,5 | | 5,7 | 51,4 |
| 29,0 | I3,2 | 4,0 | 46,2 | I9,6 | 8,8 | 56,8 | I2,7 | 5,9 | 47,6 |
| 25,0 | | 4,2 | 42,4 | | 9,0 | 53,0 | | 6,I | 43,8 |
| 20,0 | | 4,5 | 37,7 | | 9,3 | 48,3 | | 6,3 | 39,0 |

- по значениям $t''$ из табл.П2.2 при соответствующих значениях $t_{2i}^{св}$ для каждой турбины строится график $t''=f(t_2^{св})$(рис.П2.2) и графически определяется значение $t_2^{св}$, соответствующее температуре насыщенного пара $t_н''$ = 49,I°С. Полученные значения $t_{2i}^{св}$ являются точками начала изменения нагрузки соответствующей турбины, т.е. точками перегиба, и равны соответственно для турбин №I, 2, 3 32,0; 2I,0; 30,5 °С (на рис.П2.I точки $b, c, d$). Последней точкой перегиба для всех турбин является точка d на рис.П2.I в месте пересечения линии $t_2^{св}$ = 33°С с линией предельного давления отработавшего пара,

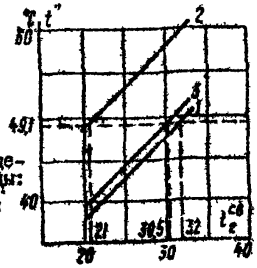


Рис.П2.2. Зависимость температуры насыщения пара от температуры охлаждающей воды:
I, 2, 3 - соответственно для турбин № I, 2, 3

- для данных значений температур точек перегиба при расчетном значении $D_{kj}^{p}$ и известном $W_{kj}$ определяются соответствующие значения $t^{n}$ каждой турбины.

Значения $\Delta t_{kj}^{p}$ уже вычислены ранее (см.табл.П2.2).

Значения $\delta t_{j}^{p}$ при соответствующих значениях $t_{2i}^{cв}$ определяются по нормативным характеристикам конденсаторов.

Все полученные значения сводятся в табл.П2.3.

Таблица П2.3

| $t_2^{cв}$ °С | № 1 | | | № 2 | | | № 3 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $\Delta t_{k1}^{p}$ °С | $\delta t_1^{p}$ °С | $t_1''$ °С | $\Delta t_{k2}^{p}$ °С | $\delta t_2^{p}$ °С | $t_2''$ °С | $\Delta t_{k3}^{p}$ °С | $\delta t_3^{p}$ °С | $t_3''$ °С |
| 33,0 | | 3,80 | 50,0 | | 8,60 | 60,60 | | 5,7 | 51,4 |
| 32,0 | I3,2 | 3,90 | 49,I0 | I9,0 | 8,63 | 60,I3 | I2,7 | 5,8 | 50,6 |
| 30,5 | | 3,93 | 47,63 | | 8,73 | 58,23 | | 5,9 | 49,I |
| 2I,0 | | 4,44 | 38,64 | | 9,I0 | 49,I0 | | 6,3 | 40,0 |

По формуле (4.I2) вычисляется коэффициент уменьшения паровой нагрузки конденсатора каждой турбины для температур точек перегиба:

$$\varkappa_1 = \frac{49,1 - 33}{50 - 33} = 0,947; \quad \varkappa_2 = \frac{49,1 - 33}{60,6 - 33} = 0,583;$$

$$\varkappa_3 = \frac{49,1 - 33}{51,4 - 33} = 0,875 \quad \text{и т.д.}$$

В соответствии с вычисленными значениями $\varkappa_j$ по формуле (4.I3) определяются расходы пара в конденсаторы турбин и по формуле (4.6) средняя удельная тепловая нагрузка на градирни, соответствующая этим расходам.

Например, при $t_2^{cв} = 33^{\circ}C$

$D_{k1} = 0,947 \cdot 230 = 218$ т/ч;
$D_{k2} = 0,583 \cdot 220 = 128$ т/ч;
$D_{k3} = 0,875 \cdot 143 = 125$ т/ч.

$$u_{ср} = \frac{218 \cdot 550 + 128 \cdot 535 + 125 \cdot 550}{3620} = 71{,}03 \text{ Мкал/(ч м}^2\text{)}$$

и т.д..

Все полученные значения сводятся в табл.П2.4.

Таблица П2.4

| $t_2^{св}$ °С | № 1 | | № 2 | | № 3 | | $u_{ср}$ Мкал/(ч·м$^2$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $\mathcal{K}_1$ | $D_{к1}$ т/ч | $\mathcal{K}_2$ | $D_{к2}$ т/ч | $\mathcal{K}_3$ | $D_{к3}$ т/ч | |
| 33,0 | 0,947 | 218 | 0,583 | 128 | 0,875 | 125 | 71,03 |
| 32,0 | 1 | 230 | 0,608 | 134 | 0,919 | 131 | 74,65 |
| 30,5 | >1 | 230 | 0,671 | 148 | 1 | 143 | 78,54 |
| 21,0 | >1 | 230 | 1 | 220 | >1 | 143 | 89,2 |

По полученным значениям $u_{ср}$ на рис.П2.1 строится линия ограничения по предельно допустимому давлению до пересечения с линией ограничения $t_2^{св} = 33^{\circ}$С и определяется положение расчетной линии ограничения.

На рис.П2.1 методом интерполяции определяются значения температуры воздуха $\theta$, проходящие через точки перегиба ($a$, $b$, $c$, $d$). Расход пара в конденсаторы турбин для этих точек вычислен ранее.

Расход пара в конденсаторы турбин в случае ограничения мощности турбин по условиям охлаждения МГО при увеличении значения $\theta$ выше значения в точке перегиба при $t_2^{св} = 33^{\circ}$С (в точке $a$) определяется по формуле (4.14).

Например, на рис.П2.1 в точке пересечения линии $\theta = 30^{\circ}$С с линией $t_2^{св} = 33^{\circ}$С допустимая удельная тепловая нагрузка равна 66,5 Мкал/(ч·м$^2$), средняя удельная тепловая нагрузка градирен 71,03 Мкал/(ч·м$^2$). Расход пара в конденсатор каждой турбины при этом равен:

$$D_{к1} = \frac{66{,}5}{71{,}03} \cdot 218 = 204 \text{ т/ч};$$

$$D_{к2} = \frac{66{,}5}{71{,}03} \cdot 128 = 119{,}8 \text{ т/ч};$$

$$D_{K3} = \frac{66,5}{71,03} \cdot 125 = 117 \text{ т/ч}.$$

По известным уже значениям $D_{Kj}$ по формуле (4.16) или (4.17) определяются расходы свежего пара на каждую турбину и по диаграмме режимов соответствующая им мощность. При этом учитываются поправки $\Delta N_{p_2}$ на изменение давления пара в конденсаторе от нормативного. Для этого вначале при $D_{Kj}$ и $t_{2l}^{св}$ определяется $p_2$, а затем по графику $\Delta N_{p_2} = f(p_2, D_{Kj})$ определяется $\Delta N_{p_2}$

Результаты расчета сводятся в табл.П2.5, по ним строится график $N^{э}_{расп} = f(\theta)$ (рис. П2.3)

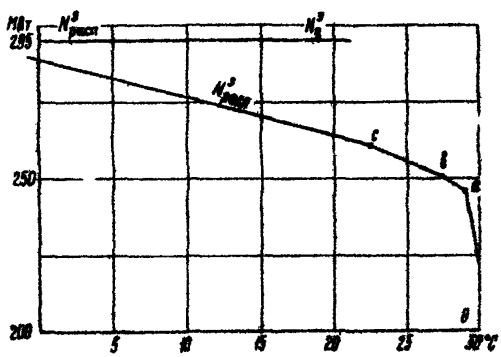


Рис.П2.3. Зависимость электрической мощности ТЭЦ от температуры окружающего воздуха

*Согласно проведенному расчету, ограничения электрической* мощности электростанции появляются уже при отрицательных температурах *атмосферного* воздуха из-за превышения максимально допустимого давления отработавшего пара турбины № 2. Основной причиной данного ограничения является недостаточное количество охлаждающей воды для работы турбины в конденсационном режиме. Остальные турбины при этих же температурах работают в расчетном режиме. При температуре воздуха +22,4 °С ограничения мощности появляются также по режиму работы турбины № 3 и при температуре воздуха

+27,5 °С по режиму работы турбины № I. Причиной данных ограничений является малый расход из регулируемых отборов пара.

Для сокращения ограничений электрической мощности рекомендуются следующие мероприятия:

I. Сбалансировать расходы пара и охлаждающей воды в конденсаторы турбин исходя из проектной кратности охлаждения.

2. Обеспечить подачу охлаждающей воды на МГО от другого источника водоснабжения.

3. Рассмотреть возможность увеличения расходов охлаждающей воды в системе циркуляции, а также целесообразность установки дополнительного гидроохладителя или модернизации существующих градирен.

Пример 2. ГРЭС с водохранилищем-охладителем

Исходные данные

Район расположения ГРЭС - Московская область.

Расчетная схема циркуляционного водоснабжения с поперечными связями (циркуляционные насосы установлены в центральной насосной).

На ГРЭС установлены:

- 12 турбин К-210-130 ЛМЗ с конденсаторами 200-КЦС-2, $W_к^н$ = = 25000 м³/ч;

Таблица П2.5

| Точки переключения | $t_2^{св}$ °С | $\theta$ °С | № I | | | № 2 | | | № 3 | | | $N_{расп}^{\Sigma}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $D_{01}$ т/ч | $N_1$ МВт | $\Delta N_{p_2}$ МВт | $D_{02}$ т/ч | $N_2$ МВт | $\Delta N_{p_2}$ МВт | $D_{03}$ т/ч | $N_3$ МВт | $\Delta N_{p_2}$ МВт | МВт |
| б | 2I | -I | 580 | I34,4 | -0,6 | 3I0 | 76,6 | -3,4 | 358 | 78,8 | -I,2 | 290 |
| г | 30,5 | 22,4 | 580 | I32,0 | -3,0 | 2II | 53,3 | -4,7 | 358 | 75,2 | -4,8 | 26I |
| в | 82,0 | 27,5 | 580 | I3I,4 | -3,6 | I9I | 47,7 | -4,3 | 34I | 7I,5 | -4,5 | 25I |
| а | 33,0 | 29,0 | 566 | I29,7 | -3,3 | I83 | 45,9 | -4,I | 333 | 69,7 | -4,3 | 245 |
| - | 33,0 | 30,0 | 546 | II6,0 | -3,0 | I7I | 4I,0 | -4,0 | 32I | 65,8 | -4,2 | 223 |

- циркуляционные насосы суммарной подачей 25000 x I2 = = 300000 м$^3$/ч; суточный расход циркуляционной воды, сбрасываемой в водохранилище, равен 300000 · 24 = 7,2·I0$^6$ м$^3$/сут.

Охлаждение циркуляционной воды производится в водохранилище-охладителе. По [I] находятся:

- коэффициент использования водохранилища $K_{2H}$ = 0,6;
- общая площадь водохранилища $\Omega$ = I0,2 км$^2$;
- площадь активной зоны $\Omega_{акт}=K_{и}\Omega=0,6 \cdot I0,2 = 6,I2$ км$^2$;
- удельная площадь активной зоны

$$\omega_{уд}=\frac{\Omega_{акт}}{W}=\frac{6,I2 \cdot I0^6}{7,2\ \ I0^6} = 0,85 \text{ м}^2/(\text{м}^3/\text{сут});$$

- расчетная номинальная электрическая нагрузка каждой турбины 2I0 МВт,
- расход пара в конденсатор турбины при расчетной электрической нагрузке $D_{кJ}^{р}$ = 420 т/ч;
- расход циркуляционной воды через конденсатор турбины $W_{кJ}$ = 25000 м$^3$/ч.

Расчет производится в следующем порядке: определяется нагрев воды в конденсаторе турбины при расчетной нагрузке:

$$\Delta t_{к}^{р} = \frac{550 \cdot 420}{25000} = 9,2\ ^{\circ}\text{C};$$

- при заданной скорости ветра $\omega_{в}$ = 2 м/с и нескольких значениях $\Delta t_{к}$, меньших расчетной, для нескольких задаваемых значений $t_{в}$, по номограмме [I] определяется температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбин. Результаты сводятся в табл.П2.6.

Таблица П2.6

| $t_e$ °C | $\Delta t$ °C | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 5 | | 6 | | 7 | | 8 | | 9,2 | |
| | $\delta$ °C | $t_2$ °C | $\delta$ °C | $t_2$ °C | $\delta$ °C | $t_2$ °C | $\delta$ °C | $t_2$ °C | $\delta$ °C | $t_2$ °C |
| 10 | 10,9 | 20,9 | 12,0 | 22,0 | 13,0 | 23,0 | 13,9 | 23,9 | 14,8 | 24,8 |
| 15 | 9,1 | 24,1 | 10,1 | 25,1 | 11,1 | 26,1 | 12,0 | 27,0 | 13,0 | 28,0 |
| 20 | 7,2 | 27,2 | 8,2 | 28,2 | 9,2 | 29,2 | 10,1 | 30,1 | 10,9 | 30,9 |
| 25 | 5,5 | 30,5 | 6,4 | 31,4 | 7,3 | 32,3 | 8,2 | 33,2 | 9,0 | 34,0 |

По полученным значениям $t_2$ строится график $t_2 = f(\Delta t^{cb}, t_e)$ (рис.П2.4).

Расчетная линия ограничения строится следующим образом:

- устанавливаются два предела линии ограничения. по условиям охлаждения МГО $t_2 \leqslant 33^0$C и по предельно допустимому давлению насыщенного пара в конденсаторе $p_2$ =12 кПа (0,12 кгс/см$^2$); $t_H^{''}$ = 49,1$^0$C;

- задается несколько значений температуры охлаждающей воды: 33; 28; 24; 20$^0$C;

- при расчетном значении $D_{kj}^{p}$, известном $W_{k_j}$ и при каждом из заданных значений температуры воды по нормативной характеристике конденсатора определяется соответствующее значение температурного напора;

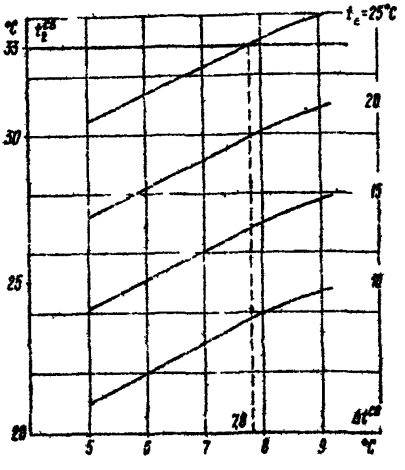


Рис.П2.4. Зависимость температуры охлаждающей воды от перепада температур воды в гидроохладителе и температуры воды в водоеме для ГРЭС с циркуляционной системой водоснабжения с водохранилищем-охладителем

- по формуле (4.10) определяется температура насыщенного пара для каждой турбины при каждом из заданных значений темпера-

туры охлаждающей воды (в данном случае при наличии однотипных турбин и равных условий их эксплуатации значения температуры насыщенного пара вычисляются для одной турбины).

Все полученные значения для одной турбины сводятся в табл.П2 7

Таблица П2.7

| $t_2$ °С | $\Delta t_к^р$ °С | $\delta t^р$ °С | $t''$ °С |
|---|---|---|---|
| 33 | 9,2 | 5,2 | 47,2 |
| 28 | 9,2 | 5,4 | 42,6 |
| 24 | 9,2 | 5,7 | 38,9 |
| 20 | 9,2 | 6,0 | 35,2 |

Из табл.П2.7 следует, что в данном случае ограничения мощности по предельно допустимому давлению не будет, так как при расходе охлаждающей воды, равном номинальному расходу воды, давление в конденсаторе не достигает предельно допустимого значения, равного 12 кПа (0,12 кгс/см$^2$). Ограничения мощности начнутся при $t_2$ = 33°С по условиям работы МГО. До того, как значение $t_2$ достигнет 33°С, изменение температуры воды будет сказываться на изменении давления пара в конденсаторе и соответственно на изменении мощности при расчетном значении расхода пара в конденсатор.

Соответствующие значения $\Delta N_{p_2}$ определяются для значений температуры воды, меньших 33°С, при $\Delta t^р$ = 9,2 °С ($D_к$ = 420 т/ч) по нормативным характеристикам конденсаторов.

Результаты вычислений сведены в табл.П2.8.

Таблица П2.8

| $t_в$ °С | $t_2$ °С | $p_2$ МПа (кгс/см$^2$) | $\Delta N_{p_2}$ МВт | $\Sigma\Delta N_{p_2}$ МВт | $N$ МВт | $N^э_{расп}$ МВт |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 19 | 24,8 | 75 (0,075) | -5,4 | -64,8 | 204,6 | 2455,2 |
| 15 | 26,0 | 87 (0,087) | -7,5 | -90,0 | 202,5 | 2430,0 |

Окончание таблицы П2.8

| $t_в$ °С | $t_1$ °С | $p_2$ МПа (кгс/см$^2$) | $\Delta N_{p_2}$ МВт | $\Sigma\Delta N_{p_2}$ МВт | $N$ МВт | $N^э_{расп}$ МВт |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 20 | 30,9 | 98 (0,098) | -10,0 | -120,0 | 200,0 | 2400,0 |
| 23,5 | 33,0 | 116 (0,0116) | -12,0 | -144,0 | 198,0 | 2376,0 |

Значение $t_в$, при которой начнутся ограничения мощности по условиям $t_2 \leq 33^{\circ}$С, равно 23,5 °С. Это значение определено по рис.П2.4 при значениях $t_в$, больших 23,5°С, по рис.П2.4 определяется соответствующее значение $\Delta t^{сб}$ и по формуле (4.15) вычисляется значение $D_{ку}$.

Например, в точке пересечения линии $t_в$ = 25°С и линии 33°С $\Delta t_{сб}$ = 7,8 °С.

$$\text{Тогда } D_{ку} = \frac{25000 \cdot 7,8}{550} = 359 \text{ т/ч и } D_{су} = 359/0,7 = 513 \text{ т/ч}$$

По диаграмме режимов турбоагрегата К-210-130 определяется соответствующая мощность $N$ = 186 МВт.

Поправка $\Delta N_{p_2}$ при $t_2$ = 33°С и $t''$ = 47,4°С по нормативной характеристике конденсатора составляет 12 МВт.

По данным табл.П2.8 и значению мощности, определенной при $t_в$ = 23,5 °С и при любом другом значении $t_в > 23,5^{\circ}$С (в данном примере $t_в$ = 25,0 °С), строится зависимость $N^э_{расп} = f(t_в)$, показанная на рис.П2.5.

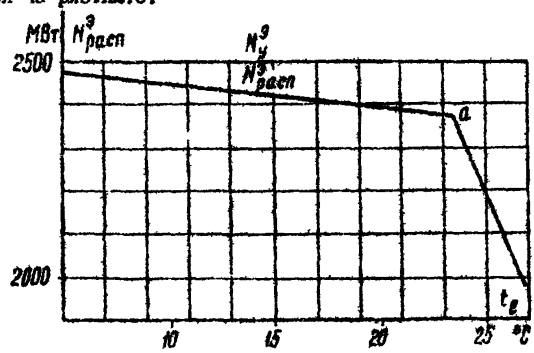


Рис.П2.5. Зависимость электрической мощности ГРЭС от температуры воды в неподогреваемом водоеме

Из рассмотренного примера следует, что ограничение номинальной электрической мощности происходит при достижении значения естественной температуры воды в неподогреваемом водоеме, равного 23,5°С. Но так как для Московской области среднемесячные значения не превышают 19,9°С, ограничения установленной мощности не будет со стороны системы циркуляционного водоснабжения.

Приложение 3

## РЕКОМЕНДУЕМОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

1. Планирование располагаемой мощности электростанции в неотопительный период производится на основании проведенных расчетов и графиков $N^{э}_{расп} = f(\theta)$ или $N^{э}_{расп} = f(t_в)$

2. Планирование располагаемой мощности электростанции, имеющей систему водоснабжения с градирнями, производится в такой последовательности

- из табл.6 "Справочника по климату СССР" (ч.2) для района расположения электростанции выбирается число дней со среднесуточными значениями температуры атмосферного воздуха в указанных пределах и продолжительность времени стояния этих температур в часах;

- для среднего значения каждого из пределов температур воздуха по графикам $N^{э}_{расп} = f(\theta)$ определяется значение располагаемой мощности;

- при известных значениях мощности в каждом диапазоне температур воздуха и продолжительности времени стояния этих температур подсчитывается суммарная выработка электроэнергии по электростанции для каждого месяца,

- делением суммарной месячной выработки электроэнергии на число часов работы турбоагрегатов в данном месяце определяется средняя планируемая располагаемая мощность электростанции по каждому месяцу.

Пример расчета планируемой мощности электростанции с градирнями по месяцам приведен в табл.П3.1.

Таблица П3.I

| $\theta$ °С | Май | | Июнь | | Июль | | Август | | Сентябрь | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $n_i$ | $N_i$ | $n_i$ | $N_i$ | $n_i$ | $N_i$ | $n_i$ | $N_i$ | $n_i$ | $N_i$ |
| Ниже 0 | 2,4 | 235,0 | – | – | – | – | – | – | – | – |
| 0-5 | 43,2 | 234,0 | 4,8 | 234,0 | – | – | – | – | 57,6 | 234,0 |
| 5-I0 | I77,6 | 232,5 | 36,0 | 232,4 | 2,4 | 232,5 | I4,4 | 232,5 | 235,2 | 232,5 |
| I0-I5 | 232,8 | 2I8,0 | I68,0 | 22I,0 | 8I,8 | 223,0 | I96,8 | 222,5 | 285,6 | 2I8,0 |
| I5-20 | 220,8 | I98,5 | 259,2 | 20I,0 | 328,8 | 203,5 | 238,4 | 202,0 | I22,4 | I98,5 |
| 20-25 | 67,2 | I79,0 | 225,6 | I82,0 | 280,8 | I84,5 | 272,8 | I83,0 | I9,2 | I79,0 |
| 25-30 | 0,7 | I3I,0 | 26,4 | I42,0 | 30,4 | I49,0 | 2I6,6 | I46,5 | – | – |
| Планируемая выработка электроэнергии, тыс.МВт·ч $\Sigma(n_i N_i)$ | I58,68 | | I42,33 | | I45,0 | | I48,38 | | I58,I6 | |
| Среднемесячная располагаемая мощность $\bar{N}$, МВт $\frac{\Sigma(n_i N_i)}{\Sigma(n_i)}$ | 2I3,3 | | I99,3 | | I94,9 | | I99,4 | | 2I9,7 | |

Примечание. $n_i$ – продолжительность стояния температуры атмосферного воздуха, ч; $N_i$ – располагаемая мощность электростанции при данном диапазоне температур, МВт. По возможности планирование располагаемой мощности следует производить при значениях температуры атмосферного воздуха в пределах часов учета рабочей мощности, устанавливаемых ЦДУ ЕЭС СССР.

3 Планирование рас..олагаемой мощности электростанции, имеющей систему водоснабжения с водохранилищем-охладителем, производится при среднемесячных значениях температуры воды в неподогреваемом водоеме.

4 Планирование рабочей мощности производится согласно "Методике планирования и учета рабочей мощности и коэффициента эффективности использования установленной мощности для электростанций энергосистем, энергообъединений", утвержденной министром энергетики и электрификации СССР I4.0I.86.

5. Для согласования располагаемой мощности с подразделениями Союзтехэнерго и Экономтехэнерго электростанции необходимо предоставить следующие документы:

- сведения по установленному оборудованию и режимам его эксплуатации в расчетном периоде,
- расчет располагаемой мощности, выполненный согласно настоящим Методическим указаниям;
- проектные данные по технологической и гидротехнической части;
- при наличии отклонений от проектных решений документы с согласованием имеющихся отклонений с генеральным проектировщиком.

## Приложение 4

## ПРИМЕНЕНИЕ ГРАФИКОВ ВИДА $N^{э}_{расп}=f(\theta)$ И $N^{э}_{расп}=f(t_c)$ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ РАБОТЫ ДИСПЕТЧЕРСКИХ СЛУЖБ

I. При оперативной работе по определению электрической мощности электростанции необходимо построение графиков $N^{э}_{расп}=f(\theta)$ и $N^{э}_{расп}=f(t_c)$ для нескольких возможных вариантов сочетаний регулируемых отборов, количества и типов работающих турбин расчетного периода, при этом для электростанций с градирнями необходимо учитывать конкретное значение влажности воздуха, для электростанций с водохранилищами-охладителями - фактическое значение скорости ветра над водохранилищем.

2. Для учета фактической влажности воздуха при пользовании графиками располагаемой мощности рис.П2.3 следует к фактической температуре воздуха по сухому термометру внести поправку $\pm\Delta\theta$, определяемую по универсальному графику $\Delta\theta=f(\varphi)$ на рис.П4.I.

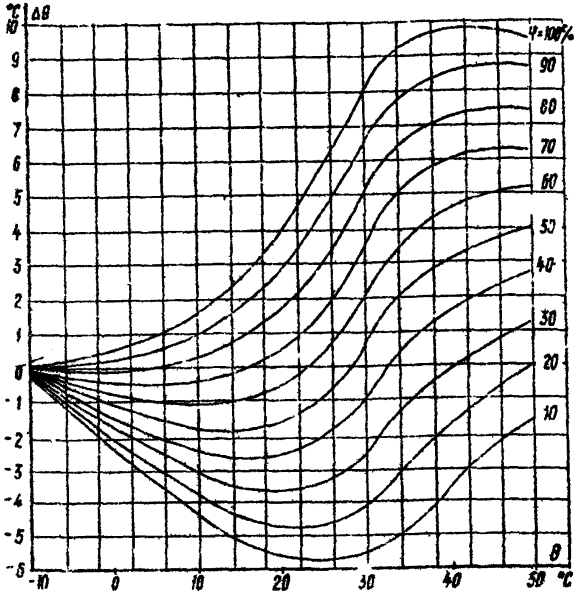


Рис.П4.1. Универсальный график поправок к температуре воздуха в зависимости от влажности воздуха

Таким образом, мощность электростанции будет определена на графиках $N^{э}_{расп}=f(\theta)$ при температуре воздуха, отличающейся от фактической на значение $\pm\Delta\theta$.

3. Для учета фактического значения скорости ветра при пользовании графиками располагаемой мощности рис.П2.5 следует к фактической температуре воды в неподогреваемом водоеме внести поправку $\pm\Delta t_e$, определяемую по графику $\Delta t_e=f(\omega_2,\omega_{уд},\Delta t)$ рис.П4.2.

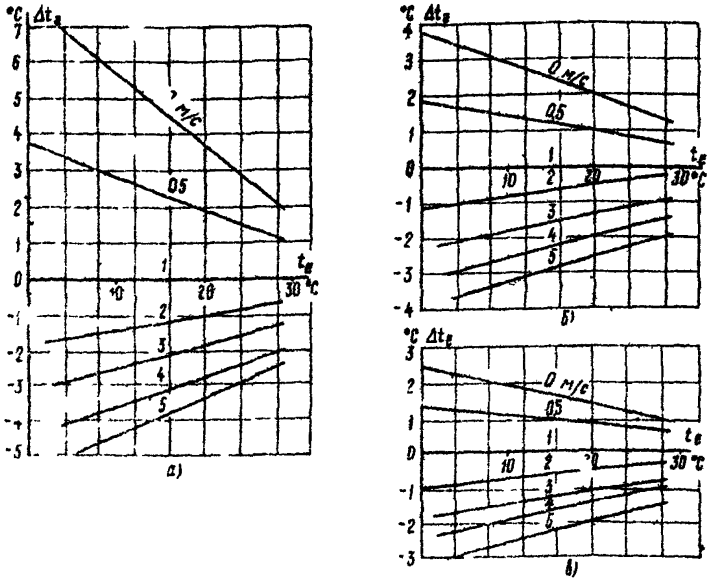


Рис П4 2. Поправки к температуре воды в неподогреваемом водоеме в зависимости от скорости ветра над водоемом:
$а$ - $\omega_{уд}$ = I м$^2$/(м$^3$/сут); $б$ - $\omega_{уд}$ = I,5 м$^2$/(м$^3$/сут);
$в$ - $\omega_{уд}$ = 2 м$^2$/(м$^3$/сут)

Таким образом, мощность электростанции будет определена по графикам $N^3_{расп} = f(t_в)$ при температуре воды $t_в$, отличающейся от фактической на $\Delta t_в$. Для водохранилищ-охладителей с удельной площадью, отличающейся от значений, указанных на рис.П4.2, поправка $\pm \Delta t_в$ определяется методом интерполяции.

## Список использованной литературы


1. УКАЗАНИЯ по нормированию показателей работы гидроохладителей в энергетике. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.
2. ГОСТ 3618-82. Турбины паровые стационарные для привода турбогенераторов. Типы и основные параметры.
3. ЕЛИЗОВ В.П. Конденсационные устройства паровых турбин. –М.-Л.: Госэнергоиздат, 1951.
4. ЕВРМАН Л.Д. Испарительное охлаждение циркуляционной воды. –М.-Л.: Госэнергоиздат, 1957.
5. ИНФОРМАЦИОННОЕ письмо ЛМЗ № 510-133. О допустимых давлениях пара в конденсаторах паровых конденсационных турбин. –В Сб.: Рекомендации по модернизации и совершенствованию эксплуатации паровых турбин ПО ЛМЗ. –М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
6. ТЕХНИЧЕСКИЕ указания к расчету прудов-охладителей. –М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963.
7. МЕТОДИЧЕСКИЕ рекомендации к расчету водохранилищ-охладителей ТЭС. –Л.: ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева, 1976.
8. МЕТОДИЧЕСКИЕ указания по испытаниям циркуляционных насосов и систем циркуляционного водоснабжения паротурбинных установок электростанций. –М.: СПО Союзтехэнерго, 1982.

## ОГЛАВЛЕНИЕ


I. Основные обозначения ..... 3

2. Общие положения ..... 5

3. Исходные данные для расчета обеспеченности электрической мощности ..... 6

4. Порядок расчета обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами ..... 7

Приложение I. Определение исходных метеорологических параметров для построения графика обеспеченности мощности ..... I3

Приложение 2. Примеры определения обеспеченности электрической мощности ..... I9

Приложение 3. Рекомендуемое планирование располагаемой мощности электростанции..... 32

Приложение 4. Применение графиков вида $N^{э}_{расп} = f(\theta)$ и $N^{э}_{расп} = f(t_e)$ для оперативной работы диспетчерских служб ..... 34

Список использованной литературы ..... 37

Рот. ВНИПИэнергопром Зак.№ 923
Тир. 17 Дата 21-05-87г
перепечатка

Ответственный редактор Н.К.Демурова
Литературный редактор З.И.Игнаткова
Технический редактор Б.М.Полихова
Корректор В.Д. Алексеева

Подписано к печати 13.01.87 Формат 60х84 1/16
Печать офсетная Усл.печ.л.2,39 Уч.-изд.л.2,2 Тираж 1200 экз.
Заказ №25/87 Издат.№6765 Цена 33 коп.

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д.15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
2-й Кожуховский провад. д.29, строение 6

gost.e-ecolog.ru