

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Төлебаев Сабыржан Ерланұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Қызылорда ЖЭО-ын Т-5060-130 турбинасы бойынша ұлғайту

Научный руководитель: Айнура Ныгманова

Коэффициент Подобия 1: 0.5

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 1

Знаки из других алфавитов: 36

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☒ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрыва плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата 05.06.2023 г.

Заведующий кафедрой *Эргеш*
Сарсенбаев Е.А.


Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Төлбасев Сабыржан Ерланұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Қызылорда ЖЭО-ын Т-5060-130 турбинасы бойынша ұлғайту

Научный руководитель: Айнура Ныгманова

Коэффициент Подобия 1: 0.5

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 1

Знаки из других алфавитов: 36

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- ☒ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- ☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- ☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата 05.06.2023г.

проверяющий эксперт

Тақырыбы: «Қызылорда ЖЭО-ын Т-50/60-130 турбины бойынша ұлғайту»
6В07101-«Энергетика» мамандығы бойынша
Төлебаев Сабыржан Ерланұлының
дипломдық жұмысына

СЫН ПІКІР

Дипломдық жұмыс жалпы төрт бөлімнен, яғни Қызылорда жылу электр орталығы туралы мәлімет, турбинаның жылулық есебі, қондырғылар есебі және экономикалық негіздемеден, сонымен қоса қорытынды мен қолданылған әдебиеттер тізімінен тұрады.

Т-50/60-130 турбинының жылулық есептемесі, сонымен қатар экономикалық негіздемелер қамтылған. Барлық бөлімдер бойынша негізгі есептеулер жүргізілген. Диплом жазушы Төлебаев Сабыржан, Қызылорда ЖЭО-ын Т-50/60-130 ТМЗ турбинымен ұлғайтқан кезде ЖЭО-ның жалпы қуаты 163 МВт құрайтынын көрсеткен. Және орнатылған қондырғы өзін аз уақыт ішінде ақтап шығатындығын есептеп көрсеткен.

Алынған зерттеу тақырыбының өзектілігі, жаңашылдығы және іс-жүзіндегі маңыздылығы жылуэнергетика саласында ерекше орын алады.

Дипломдық жұмыстың әдістемелік базасы, жоспары және мақсаты жобаның мазмұнына және тақырыбына сәйкес келеді. Дипломдық жұмыстағы алдына қойылған мәселені шешу дәрежесі өте жоғары, зерттеу толығымен аяқталған. Жобаның қорытындысы бар және студент өзбетінше жұмыс істегендігі байқалады.

Жұмыс бойынша ескерту:

Аса өрескел кемшіліктер мен қателіктер байқалмайды. Тек 17 бетте «Теплофикациялық» деген сөзді қазақшаландырып жазу керек. Қолданылған әдебиеттер тізімін көбейтіп, кейінгі жылдардағы еңбектерді қосу керек деген ұсынысым бар. Жалпы дипломдық жұмыстың жалпы деңгейі жоғары, талаптарға сай жазылған.

Сонымен, дипломдық жұмыс маманды дайындау бағыты бойынша берілетін академиялық дәрежесі мен біліктілігіне сай келеді деп ойлаймын.

Жұмысты бағалау

Қорыта келе, Төлебаев Сабыржан Ерланұлының дипломдық жұмысы А «өте жақсы» (95 балл) бағасына, ал автор – «Энергетика» бакалавры академиялық дәрежесін иемденуге лайық деп бағалаймын.

Сын-пікір жазушы

АЭЖБУ PhD, «Жылу энергетикалық қондырғылар» кафедрасының доценті

Д.Р. Умышев

(қолы)
« 02 » 06 2023 ж.

Ф КазННТУ 706-17. Рецензия



**6B07101-«Энергетика» мамандығы бойынша
Төлебаев Сабыржан Ерланұлының
«Қызылорда ЖЭО-ын Т-50/60-130 турбины бойынша ұлғайту»
тақырыбындағы дипломдық жұмысына**

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Қарастырылып отырған дипломдық жұмыс Қызылорда жылу электр орталығын Т-50/60-130 турбины бойынша ұлғайту жобасына арналған. Жалпы еліміздің қай өңірін алсақ та, жылумен және электрмен қамтамасыз ету мәселесі өзекті болып табылады. Сондықтан, студент Төлебаев Сабыржан қазіргі қолданыстағы ЖЭО-ын өнімділік қуаты тиімді болатын құрал-жабдықтарды ұлғайтуды мақсат тұтып, дипломдық жұмысты орындау барысында ЖЭО-ын егжей-тегжейлі зерттеп, бу турбинына есептеулер жүргізді. Негізінен жылу электр орталығы басты және қосымша цехтардан тұрады, басты цехқа қазандық цехы және турбина цехы кіреді, ал қосымша цех электр цехы, сұхимиялық цехы және жөндеу механикалық цехтарды қамтиды.

Негізгі отын түріне табиғи газ және қосымша отын түріне мазут қолданылады. Жобаны орындай келе Т-50/60-130 турбинына жылулық есептеме жүргізілген, жұмыстың процесін есептеп, қыздырғыштарға турбинадан кететін бу шығынын анықтаған. Сонымен қатар турбина бөліктерінің П.Ә.К-ін, электр энергия өндіру бойынша П.Ә.К-ті есептеп шығарған. Дипломдық жобада сонымен қатар экономикалық негіздемелер қамтылған.

Дипломдық жұмысты орындау барысында студент өзінің теориялық білімін іс-жүзінде қолдана білді. Зерттеудегі қойылған мақсат пен міндеттерді толық орындауға қол жеткізді.

Жоғарыда айтылғандарды қорытындылай келе, «Энергетика» мамандығының түлегі Төлебаев Сабыржанды, аталмыш мамандық бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесіне лайық деп, және дипломдық жұмысын А «өте жақсы» 95 баллмен бағалауға болады деп санаймын.

Дипломдық жұмыс барлық қойылатын талаптарға сай және мемлекеттік аттестациялық комиссия отырысында қорғауға рұқсат етіледі.

Ғылыми жетекші

Техника ғылымдарының магистрі,
«Энергетика» кафедрасының
аға оқытушысы

 А.С. Ныгыманова
(қолы)

«06» 06 2023 ж.

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ**

**«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті»
коммерциялық емес акционерлік қоғамы**

Энергетика және машина жасау институты

Энергетика кафедрасы

Төлебаев Сабыржан Ерланұлы

**Тақырыбы «Қызылорда ЖЭО-ын Т-50/60-130 турбинасы бойынша
ұлғайту»**

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

6В07101 – «Энергетика» мамандығы бойынша

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті
коммерциялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

«Энергетика» кафедра



кафедра
ауымдастырылған
профессор
Е.А. Сарсенбаев

« 02 » 06 2023 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Қызылорда ЖЭО-ын Т-50/60-130 турбинасы бойынша
ұлғайту»

«6B07101 – Энергетика» мамандығы бойынша

Орындаған

Төлебаев С.Е.

Сын-пікір беруші

Ғылыми жетекші

АЭЖБУ PhD, «Жылу энергетикалық
қондырғылар» кафедрасының доценті

Техн ғыл магистрі,
аға оқытушы

Д.Р. Умышев

А.С. Нығыманова

« 02 » 06 2023 ж.

« 06 » 06 2023 ж.

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті»
коммерциялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

Энергетика кафедрасы

6B07101-«Энергетика» мамандығы

«БЕКІТЕМІН»

«Энергетика» кафедрасы

меңгерушісі

PhD, қауымдастырылған

профессор

 Е. А. Сарсенбаев

«16» 01 2023 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға

ТАПСЫРМА

Студент Төлебаев Сабыржан Ерланұлы

Тақырыбы: «Қызылорда ЖЭО-ын Т-50/60-130 турбинасы бойынша ұлғайту»

Институттың Ғылыми кеңесі бекіткен. № 408-п «28» қараша 2022 ж.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі «30» мамыр 2023 ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілгендері Газ турбиналы электр станция КОГТЭЦ. Ол үш ДЖ-59 типтегі, номиналды қуаты 15,4МВт газ турбиналы қондырғыдан тұрады және электр энергиясын когенерационды циклде пайдаланылған газдардың жылуын су жылытқыш КУВ-30 маркалы қазандық – утилизаторларда (жылулық қуаты 5-тен 30 Гкал/сағатқа дейін) пайдалану арқылы өндіреді.

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі

а) Қызылорда жылу электр орталығы туралы жалпы мәлімет

б) Жылу электр орталығының схемасының Т-50/60-130 турбинамен жұмысы кезіндегі жылулық есебі

в) Т-50/60-130 турбиналық қондырғы есебі

г) ЖЭО-ның экономикалық көрсеткіштері

**Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ**

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Негізгі бөлім	03.03.2023 н.	жақ
Арнайы бөлім	27.03.2023 н.	жақ
Жылулық есептеу бөлімі	24.04.2023 н.	жақ
Экономика бөлімі	03.05.2023 н.	жақ

**Аяқталған жұмысқа қойылған
кеңесшілер мен норма бақылаушының
қолтаңбалары**

Бөлімдер атауы	Ғылыми жетекші, кеңесшілер	Қол қойылған күні	Қолы
Негізгі бөлім	А.С.Нығыманова, аға оқытушы	06.06.2023	
Арнайы бөлім	А.С.Нығыманова, аға оқытушы	06.06.2023	
Норма бақылау	Ә.О.Бердібеков, аға оқытушы	02.06.2023	

Жоба жетекші  /А.С.Нығыманова /
(қолы)

Тапсырманы орындауға алған студент  /С.Е.Төлебаев /
(қолы)

Күні « 06 » 02 2023 жс

АНДАТПА

Қызылорда қаласындағы жылу және электр энергияларының тапшылығына байланысты мен өзімнің жобамда Қызылорда қаласындағы ЖЭО-ын Т-50/60-130 турбинасымен ұлғайту жоспарын алып отырмын. Дипломдық жобамда турбинадағы бу жүрісі, регенеративті қыздырғыштардағы қоректік су жүрісі, оларға кететін шығындар, бу өнімділігі 320т/сағ БКЗ-320-140 бу қазандығының жылулық балансы, пайдалы әсер ету коэффициенті, ЖЭО-ның экономикалық көрсеткіштері, жобаның экономикалық эффективтілігі есептелді.

АННОТАЦИЯ

В связи с дефицитом тепловой и электрической энергии в г. Кызылорда, в своем проекте я получаю план увеличения ТЭЦ в г. Кызылорда турбиной Т-50/60-130. В дипломном проекте рассчитаны ход пара в турбине, ход питательной воды в регенеративных горелках, затраты на них, тепловой баланс паровой котельной БКЗ-320-140 паровой производительностью 320т/саг, коэффициент полезного действия, экономические показатели ТЭЦ, экономическая эффективность проекта.

ANNOTATION

Due to the shortage of thermal and electric energy in Kyzylorda, in my project I receive a plan to increase the thermal power plant in Kyzylorda with a T-50/60-130 turbine. In the diploma project, the steam flow in the turbine, the feed water flow in regenerative burners, their costs, the thermal balance of the steam boiler house BKZ-320-140 with a steam capacity of 320t/sag, the efficiency coefficient, the economic indicators of the CHP, the economic efficiency of the project are calculated.

МАЗМҰНЫ

Кіріспе	7
1 Қызылорда жылу электр орталығы туралы жалпы мәлімет	9
1.1 Жылу электр орталығының районда орналасу туралы мәлімет	12
1.2 Қызылорда ЖЭО қондырғыларына қысқаша мінездеме	13
1.3 Су деаэрациясы	14
2 Жылу электр орталығының схемасының Т-50/60-130 турбинамен жұмысы кезіндегі жылулық есебі	16
2.1 Т-50/60-130 турбиначасы	16
2.2 Есептеу реті және бастапқы мәліметтер	18
2.3 Турбинадағы су мен бу параметрлерін есептеу	19
2.4 Жылытқыштардың жылулық балансы	22
2.4.1 Желілік қыздырғыш қондырғысы	22
2.4.2 Жоғары қысымды регенеративті қыздырғыш қондырғылар	23
2.4.3 Қоректік судың деаэраторы	25
2.4.4 Төмен қысымды регенеративті қыздырғыштар	26
2.4.5 Тығыздағыш жылытқыштар, тығыздағыш эжектор	28
2.5 Турбинаның жылулық балансы	29
2.6 Турбоагрегаттың энергетикалық балансы	30
2.7 Турбоқондырғы мен жылу электр орталығының энергетикалық көрсеткіштері	30
2.8 Жылу электр орталығының энергетикалық көрсеткіштері	32
3 Т-50/60-130 турбиналық қондырғы есебі	34
3.1 Турбинадағы будың ұлғаюының жұмыс үрдісін құру	34
3.2 Реттеуші сатының жылулық есептеуі	37
3.2.1 Реттеуші сатының орташа диаметрін анықтау	38
4 Экономикалық негіздеме	39
4.1 ЖЭО-ның экономикалық көрсеткіштері	40
4.2 Капиталды салымдарды есептеу	43
4.3 Пайдалануға кететін шығындар есебі	45
Қорытынды	48
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	49
Қосымша	50

КІРІСПЕ

Соңғы жылдары экономикалық өсуге байланысты, халық санының өсуіне, техникалық қажеттіліктеріне байланысты энергетикалық қуаттың тапшылығы пайда болуда. Жаңадан станциялар салу тиімсіз. Себебі ол үлкен қаражатты қажет етеді. Сол себепті энергетикалық қуатты жоғарылатудың шешімі ретінде ЖЭО-ын ұлғайту шаралары, жобалары қолға алынады.

Қызылорданың энерго түйіні Оңтүстік Қазақстанның энергетикалық жүйесіне жалғанған, сонымен қатар Солтүстік Қазақстан өңірлерімен Байқоңыр, Құмкөл, Жезқазған аралық станциялыра арқылы электр тасмалдау желілерімен жалғанаған және ол желі Ұлттық электр энергетикалық компаниясы «KEGOK» АҚ-на тиесілі.

Қызылорда қаласында негізгі электр энергия мен жылу энергиясын өндіретін ол:

- Қазіргі таңда жұмыс істеп тұрған ҚЖЭО (Қызылорда Жылу Электр Орталығы) 67 МВ электр энергиясын және 148 Гкал/сағ жылу энергиясын өндіреді. Электр энергия №3,6 бу турбиналарда №6,9 БКЗ-220 ГМ қазандарынан келген ыстық бу арқылы өндіреді. Негізгі отын түрі газ (қазанда тікелей жолмен жағылады) және резервтегі отын – мазут М-100 (газ берілуі азайған кезде);

- Газ турбиналы электр станция КОГТЭЦ. Ол үш ДЖ-59 типтегі, номиналды қуаты 15,4МВт газ турбиналы қондырғыдан тұрады және электр энергиясын когенерационды циклде пайдаланылған газдардың жылуын су жылытқыш КУВ-30 маркалы қазандық – утилизаторларда (жылулық қуаты 5-тен 30 Гкал/сағатқа дейін) пайдалану арқылы өндіреді.

- Автономды блокты-модульді қазандықтар. Орнатылған жүктемесі 102,8Гкал/сағ және жұмыстық жүктемесі 10,5Гкал/сағ, қаланың 11 учаскесінде орналасқан. К-800, КВ-1000, КВ-2500, КВГ-5,89, КВГ-7,56, КВГ-8,96, КВ-ГМ-7,56, КВ-ГМ-8,77, КВА-223, REX-40 типтегі табиғи газбен жұмыс жасайтын (ең бірінші қазандық пайдалануға 2006 жылы берілді), қаланы жылу энергиясымен қамтамасыз ететін қазандармен жабдықталған.

- КЮТЦ-жылулық жүктемесі 97 Гкал/сағ, КЕ-25-14С типтегі бу өнімділігі 25 т/сағ (15 Гкал/сағ) 4бу қазандары және SG-2000/15n типтегі бу өнімділігі 20 т/сағ (12,3 Гкал/сағ) 3 BONO су жылытқыш қазандарымен жабдықталған. Негізгі отын түрі газ, резервтегі отын мазут.

Қызылорда қаласын жылу және электрмен қамтамасыз ететін жүйе үш ірі жылу және электр көздерімен көрсетілген. Олар КТЭЦ, КОГТЭС және аудандық қазандық цехы КЮТЦ. Орташа алынып отырған қуаты 113МВт.

Қызылорда ЖЭО-ның негізгі технологиялық қондырғылары 30 жыл бойы пайдаланылып келеді. Негізгі энергетикалық қондырғыларды резервтік қуаттың болмауы, негізгі қорлардың қанағаттандырмайтын жағдайы, төменгі ПӘК-і тиімсіз экономикалық шығындарға алып келеді және тұтынушыларды электр және жылу энергиясымен қамтамасыз ету сенімділігін төмендетеді. Айта кетсек:

- Негізгі қондырғыларды жөндеу және пайдалану шығындарын жоғарылатады;

- Энергетикалық қондырғыларды қалыпты жағдайда ұстау үшін қажетті өнімдердің өзіндік құнына кететін тұрақты шығындарды көбейтеді;

- Энерго қондырғылардың ары қарай жұмыс істеу мүмкіндігін бағалау мақсатында жүргізілетін диагностика жұмыстарына кететін шығынды арттырады.

Энерго қондырғылардың бүлінуі, қондырғы материалының жұмыс істеу мүмкіндігіне әсер етеді. Ол өз кезегінде пайдаланудың қауіпсіздігін төмендетеді. Осыған сәйкес апаттық жағдайлардың пайда болу мүмкіндігі жоғарылайды.

Қызылорда қаласының тұрғындар саны жыл өткен сайын ұлғайып келеді. Жобада халық санының жылдам өсу темпі қарастырылады. 350 мың адамға дейін. Алдағы 10-15 жылда қала сырдария өзенінің сол жақ жағалауы бойынша батысқа қарай және оң жақ жағалауы бойынша солтүстік-шығыс бағытқа қарай үлкею ықтималдығы жобада ескерілген.

Қызылорда қаласында жылумен қамтамасыз ету зонасы қаланың орталық бөлігін және ҚЖЭО-ның жанындағы аудандарды қамтиды. Жылу энергисының көп бөлігін тұрғын үй секторы (-70%), ал қалған бөлігі әкімшілік, коммуналды кәсіпорындар пайдаланады (385 тұрғын үй, 25 мектеп, 8 балабақша, 15 денсаулық қорғау объектілері, 15 мәдениет және спорт объектілері, 40 көптеген бюджеттік ұйымдар, 160 шаруашылық субъектілері).

Қызылорда қаласындағы жылу және электр энергияларының тапшылығына байланысты мен өзімнің жобамда Қызылорда қаласындағы ЖЭО-ын Т-50/60-130 турбинасымен ұлғайту жоспарын алып отырмын. Дипломдық жобамда турбинадағы бу жүрісі, регенеративті қыздырғыштардағы қоректік су жүрісі, оларға кететін шығындар, бу өнімділігі 320т/сағ БКЗ-320-140 бу қазандығының жылулық балансы, пайдалы әрекет коэффициенті, ЖЭО-ның экономикалық көрсеткіштері, жобаның экономикалық эффективтілігі есептелді.

1 Қызылорда жылу электр орталығы туралы жалпы мәлімет

Қызылорда жылу электр орталығы Қызылорда қаласының солтүстік батысында орналасқан. Қала Сырдария өзенінің оң жақ жағалауында орналасқан. Қаланың орталығынан Алматы-Ақтөбе темір жолы кесіп өтеді. Өте жақын орналасқан тұрғын ғимараттары – Гагарин қыстағы мен Титов қыстағы. Бұл аудандар Қызылорда жылу электр орталығынан 500 метр солтүстік шығысында жеке және этаждық тұрғын үйлерде орналасқан. Қызылорда жылу электр орталығы 6 кезекпен құрылды.

Алғашында 1964 жылы Подольский заводының екі қазандығы ПК-20-2 типті өнімділігі 110 т/сағ және екі турбина генераторы ПТ-12-90 қуаттылығы 12 МВт орнатылған. Екінші кезекте 1965-1968 жж үш қазандық ПК-20-100 типті өнімділігі 110 т/сағ және екі турбина генераторы ПТ-25-90 қуаттылығы 25 МВт орнатылған. Үшінші кезекте 1978 жыл үш қазандық БКЗ-220-100 типті өнімділігі 220 т/сағ және екі турбина генераторы К-50-90 типті қуаттылығы 50 МВт орнатылған. Төртінші кезекте 1986 жыл бір қазандық БКЗ-220-100 типті қуаттылығы 180 т/сағ орнатылған. Кенейтілгеннен кейін қуаттылығы 145 МВт орнатылған. 1998 жылға дейін қазандықтың отынының негізгі көзі болып Екібастұз бассейнінің тас көмірі қолданылды. 1998 жылы қантар айында қазандық бөлімінің шатырының қирауы орын алды. Шатырдың қирауы ст.№7, 8 қазандық құрылымының пішіні өзгеруіне, ст.№ 6,9 қазандық құрылымына жартылай әсер тигізді. Қызылорда жылу электр орталығының қуаттылығын қайтадан орнына келтіру кезінде № 6 және № 9 қазан агрегаттын сұйық отынның жануына өзгертілді. Отынның сапасы болып мазут 100 маркасы болды (ГОСТ 10585-75). №6 және 9 қазан агрегаттарының негізгі отын түрі мазут болғандықтан мазутты қолданысқа әкелу қажеттілігі өсті. Осы жағдайға байланысты мазут сорғысы бар мазут шаруашылығы және сыйымдылығы 5000м³ (3 шт.) қоймасы құрылды. Ертеден келе жатқан мазут қоймасы үш сыйымдылықты 2000 м³ 15 тәулік отын қорымен қамтамасыз ете алмады. №6 және 9 қазан агрегаттарының мазут жағуға ауысуы жұмыс жасауын тоқтатып қойды:

- қатты отынды дайындау және беретін қондырғы;
- шаң дайындау жүйесі және көмір күлділігін қағып алу;
- күлділікпен қожды жою жүйесі.

2005 жылы қазан-қараша айларында ЖЭО мен қалыпты іс атқаратын когенерациялық газ турбиналы электрстанциясы (КОГТЭС) іске қосылды. 3 газ турбиналық қондырғы орнатылған ДЖ59ЛЗ типті қуаттылығы 15,4 МВт. ҚЖЭО энергетикалық және су қыздырғыш қазандықтарына негізгі және қосымша отын көзі болып бағыттас табиғи газ (ГОСТ 5542-87) табылады.

2009 жылы № 6 және 9 қазан агрегаттарын бір уақытта екі түрлі мазут және табиғи газ отын түріне көшірілді. Қызылорда жылу электр орталығын табиғи газға көшуінің негізгі мақсаты табиғи газды жинақтап пайдалану Оңтүстік –Торғай ойысы мұнай газдың туған жері.



1- сурет - Когенерациялық газ турбиналы электрстанциясы

Қазіргі уақытта Қызылорда жылу электр орталығында құрылымдық бөлімшелер, яғни екі жылу күшті цех (қазандық және турбиналық), төрт қосымша цех: электроцех, мазут шаруашылығы (қазандық цехына кіреді), химиялық және жөндеу-механикалық цехы бар.

Қазандық цехы отынның жану кезіндегі отынның химиялық энергиясы жылу энергиясына ауысуы, бу түрінде жылу энергиясын беру үшін арналған.

Турбиналық цехы қазандық цехынан алынған бу түріндегі жылу энергиясын механикалық энергияға айналдыру (бу турбины) электрлік генераторларда электр энергиясын алу мақсатында, сонымен қатар ғимараттарды ыстық сумен жылумен қамтамасыздандыру мақсатында іс атқарады.

Электро цехы жөндеу және станцияда электр жабдығымен пайдалану үшін арналған.

Мазут шаруашылығы алдын-ала әкелінген тусірілген отынды сақтау мақсатында қызмет атқарады.

Химиялық цех қазан агрегаттарын және бу өндіргіш қондырғыларын белгілі бір сапаға дейін суды химиялық реагенттермен тазалау, сонымен қатар судың сапасын қадағалау.

Жөндеу механикалық цехы ғимаратты жөндеу және орнатуды қамтиды, канализация және су құбырын пайдалану мен жөндеу, қондырғыларды жөндеу жұмыстарымен қамтамасыздандыру.

Жылу желілерінің бөлімшесі жылу энергиясын тарату әрекетімен қамтиды. Жылу электростанциясында су буға айналады, оны жұмысшылар жылу

ретінде қолданады, яғни жылудың түзілуі үшін ең алдымен турбинада механикалық энергия, сосын генераторда электрлік энергия пайда болады. Қазандық оттығына газды жандыру үшін апарады. Жану процессі химиялық реакция болып табылады, өйткені отын, келіп жатқан ауа құрамындағы оттегімен қосылады. Бұл реакция жылу өндіру ағымымен өтеді, нәтижесінде жанып жатқан өнімнің түтіндік газының температурасы 1200-1800 °C дейін көтеріледі. Жанып жатқан түтін газы негізінен екі оксидті көміртегі және азоттан тұрады, ол жоғарыға қарай көтеріліп, құбыр жүйесінің қазандығының ішін шайып өтеді, оның құрамында су болады. Сонымен қатар, жылу түтінінің газы құбырдың металдық қабырғасына барады, соның әсерінен судың қайнау температурасына дейін жетеді. Қайнатылатын құбырларда судың қайнау температурасы 310-350 °C-қа дейін жетеді. Қазандықтағы жоғары қысымды қайнатуға арналған құбырлар топкалық камераның маңында орналасады. Бұл құбырлар экран түзеді, олар өзінің негізгі міндеті бу алудан басқа, топканың қабырғасын жоғарғы температурадан қорғайды.

Экранды құбырлар ыстық газдармен шайылады, нәтижесінде бу түзіледі, су шығаратын құбырларда бу болмайды. Сондықтан экранды құбырларда су-булы қоспаның үлестік салмағы су шығаратын құбырлармен салыстырғанда төмен болады. Үлестік салмағының айырмашылы арқылы судың шынайы айналымы болады, ол су шығаратын құбырлардың қазандығының барабанында жүзеге асады, кейін коллектор арқылы экранды құбырға және қайтадан барабанға барады. Ақырында, судың бұл жабық жол арқылы бірнеше рет айналым нәтижесінде буға айналады, қазандық барабанына өтеді және оның жоғары бөліктері су деңгейінде жинақталады. Осы жақтан бу, буысытқышқа бағытталады қосымша жылу алу үшін онда ол 450-560 °C дейін қосымша ысытылады. Бу ысытқыштан шығып жатқан түтіндік газ тағы жоғарғы ретті 500 °C-қа ие болады. Бұл газдың жылуын қолдану үшін қосымша беткей ысытқыш қондырылады, олар мыналар: сулы экономайзер, онда қоректік су ысытылады. Ауа ысытқыш, онда қазандық топкасына үрлегіш желдеткіш арқылы түсіп жатқан ауа ысытылады.

Түтіндік газ жылуын қоректік суға және ауаға бергеннен кейін өзінің температурасын 150-200 °C-қа дейін төмендетеді, күлтұтқыш арқылы өтіп түтінсорғыш арқылы түтін құбырмен атмосфераға шығарылады.

Қыздырылған бу, бу құбырына бағытталады. Турбина корпустан тұрады онда қозғалмайтын сопло аралығынан және ротордың айналмалы бөлігімен бекітілген, валды және орнатылған дисктерден тұрады, жұмыстық күрекшелері бар, оған сопладан шығып жатқан бу түседі. Бу құбырында жылу энергиясының өңделуі болады, қазандықтағы бу валды турбинасында механикалық энергияға айналады. Валды турбинасы электрлік генератордың муфта валымен қосылған, онда электромагнит қатары орнатылған, олар өзінің айналасына магнитті поле түзеді. Генератордың қозғалмайтын бөлігі-статор, ол провод орамдарымен қамтамасыз етілген. Турбина айналған кезде генератор роторыда айналады, нәтижесінде статор орамынан магнитті жол көлденең жылжиды, онда электрлік ток пайда болады. Ақырында, генератордағы механикалық энергия электрлік

энергияға ауысады. Алынған электр тоғының кернеуін жоғарылату үшін трансформаторға түседі, жоғарғы вольтты желі арқылы электр өткізгіш қолданушыға түседі.

Турбинадағы өңделген бу конденсаторға түседі, онда құбырлар арасынан салқындатылған су өтеді. Салқындатылған су акваториядан циркуляциялық сорғы арқылы конденсаторға өтеді. Конденсаторға бумен бірге түскен тығыздалған ауа аздаған мөлшерде бу ағынды насос (эжектор) арқылы сорылады. 25-30 °C-қа тең конденсат, конденсатордың төменгі бөлігіне түседі, сол жақтан конденсат насосымен қысымы төмен деаэраторлы бак қыздыруына түседі. Қысымы төмен су қыздырғышта судың температурасы 70-140 °C-қа дейін көтеріледі.

Буды және суды әртүрлі тығыздыққа байланысты жоғалтады және қазандықтардың үрлегішінде буландырғыш дистиллятор және химиялық тазартылған сумен толтырады.

Қосымша су деаэраторға беріледі – одан қоректік сорғы арқылы жоғары қысымды су қыздырғышқа су экономайзерге өтеді – қайтадан қазандық барабанына оралады.

Құбырға арналған турбинаның таңдаулы шары беткей жылу алмастырғыштардағы суды жылыту үшін өндірістік тұтынушыға бағыттайды. Олардың ішінде конденсат қоректік бакка кейін деаэратор сорғысына өтеді.

1.1 Жылу электр орталығының районда орналасу туралы мәлімет

Районның климаты жазда созылмалы континентті ыстық, құрғақ және қыста қары аз суық. Осындай климаттық келісілген режімі Евроазиат материгінің ортасында оңтүстігінде орналасқан.

Жылдық және тәуліктік жүрісте континенттік климатта көптеген метеорологиялық элементтердің ауытқуынан туындайды. Арал теңізінің климатқа әсері жағалауда жіңішке жолақты болып қана байқалады және ауада ылғалдылық пайда болады, қыс айларында ауада температураның жоғарылауы және жаз айларында төмендеуі байқалады.

Ауаның температурасы. Жылдық жүріс температурасы Қызылорда станциясында минимум қантар айында, максимум маусым айында жетеді. Жазы ыстық созылмалы. Осы периодта температурада қатты айырмашылық байқалмайды. Абсолютті максимум температурасы -44, -47°C. Район аумағында суық айдың орташа температурасы -9°C тан -12°C дейін.

Ауаның орташа тәулік температура периоды 0°C жоғары 235-275 күнге дейін созылады. Ол көбінесе 23 ақпан - 18 наурызда басталып 12-28 қарашада аяқталады. Борансыз период ұзақтығы 160-200 күн құрайды. Алғашқы күннің суытылуы 8 қарашада басталып, 12 сәуірде аяқталады. Жылына 178 кун шамамен аязды еместі күндерді құрайды. Қар жамылғысы аз және орнықты емес.

Әдетте беттің ұшырып әкетеді. Қар жамылғысының орташа максимальді биіктігі 6 см дейін барады. Қар жамылғысың жатуы 35-55 күнге дейін созылады.

Жел. Берілген аймақта үнемі және қатты желмен сипатталады, көбінесе солтүстік – шығысқа бағытталады. Қызылорда станция орнында орташа жылдық желдің жылдамдығы – 2,7-3,0 м/с тең және көбінесе желдің бағыты солтүстік – шығысқа үрлейді (31 %) .

1.2 Қызылорда ЖЭО қондырғыларына қысқаша мінездеме

Қызылорда жылу электр орталығының негізгі қызметі – Қызылорда қаласын және облыс тұрғындарын жылу, электр энергиясымен қамтамасыздандыру болып табылады. Когенерациялық газотурбиналық электр станцияны пайдалануға бергеннен кейін электр энергиясын негізгі өндіру көзі ертеден келе жатқан ЖЭО мазут отынын жағу арқылы электр энергиясымен бірге жылу энергиясын өндіреді.

БКЗ-220-100-9 типті 6-шы және 9-шы Барнауыл қазандық заводының қазандық агрегатының параметрлері: өндіргіштігі 220 т/сағ, қысымы 9,8 МПа және қызған бу температурасы 540°C құрайды.

6-шы және 9-шы қазандық агрегаттары табиғи газбен жұмыс жасайды. Ал қосымша отын ретінде – мазут қолданылады. ҚЖЭО шығындарды толықтыру үшін И-600 типті 3 буландырғыш қондырғысы қондырылған.

ПСВ-500-14-23 типті жылуфикациялық қондырғысы өзіне үш негізгі желілік жылытқыш қосады. Сонымен қатар 4 пиктік жылытқыш. Ыстық сумен қамту жүйесі жабық.

Қазандық су-құбыры тігінен, табиғи айналмалы бір барабанды, бір корпусы, П тәрізді сұлбеде. Бірінші көтеріліп келе жатқан газ жүрісінде пеш орналасқан. Ал екінші төмен түсіп келе жатқан газ жүрісінде су экономайзері және ауа қызжырғыш орналасқан. Буды аса қыздырғыш жоғарыдағы көлденең газ жүрісінде орналасқан. Пеш камерасы тікбұрышты қиылсады, ашық типті, пеш көлемі -1043 м³, пеш камераларының қабырғаларында толығымен қалқан қабұрлары орналасқан .

Қазандықтан түтіндік газдар түтін сорғыш арқылы кетеді. Түтін сорғыш, үрлегіш вентилятор қазандықтың қосымша қондырғысына жатады. Қазандықтан түтіндік газдарды соратын 2 түтін сорғыш ДН-24*2-0,62 типті және 2 үрлегіш вентилятор ВДН-20 типті.

Қызылорда жылу электр орталығының орнатылған негізгі қондырғылар:

1. Қазан агрегаты стандартты № 6 типі Е-220-9,8-540БТ, бу өндірулігі 220 т/сағ (1976 ж.);

2. Қазанагрегаты стандартты № 9 типі Е-220-9,8-540БТ, бу өндірулігі 220 т/сағ (1989 ж.);

3. Турбиналы өндіргіш стандартты № 3 типі ПТ-25-90/10, электрлік қуаты 25 МВт (1992ж.), ең үлкен көрсеткіштегі бу шығыны 180 т/сағ;

4. Турбиналы өндіргіш стандартты № 6 типі К-50-90 электрлік қуаты 50 МВт (1976 ж.), ең үлкен көрсеткіштегі бу шығыны 210 т/сағ.

Қолданылатын отын түрі:

- негізгі отын түрі – табиғи газ (17 000 м³/сағ);

- қордағы отын түрі – мазут 353,76 т/тәул (14,74 т/сағ).

КОГШЭС негізгі қондырғылары:

1. Типі ГДТ-15-02 газтурбиналы қондырғының 3 данасы және олардың әрқайсысының электрлік қуаты 15 МВт (2005ж.);

2. Типі КУВ-30 жылулық қуаттары 30 Гкал су ысытқыш утилизатор қазандықтың 3 данасы (2005ж.).

МКК «Қызылорда ЖЭО» барлық қуаты:

- электрлік энергия – 113,2 МВт, оның ішінде: ЖЭО – 67 МВт, КОГШЭС – 46,2 МВт;

- жылулық энергия – 242 Гкал, оның ішінде: ЖЭО – 150 Гкал, КОГШЭС – 60 Гкал.

Турбина ТГ-3типті ПТ-25-90/10 турбинаы қуаты 25МВт Калуж турбиндік заводы ТГ-3типті ПТ-25-90/10 турбинаагрегаты. Өткір будың әрбір параметрі 8,9 МПа және 535°С, ал турбинаның ең үлкен көрсеткішті бу шығыны 180т/сағ құрайды.

Турбина екі ретті сұрыпқа ие:

- өндірістік 0,8-1,3 МПа – 90т/сағ;

- жылуфикациялық 0,12-0,25 МПа-70т/сағ.

1.3 Су деаэрациясы

Электр станцияларында суды, бу турбиналық қондырғының контурын толтыру үшін, жылу жүйелерінің жұмыс істеу барысы мен қоректендіру кезінде жоғалатын бу мен конденсаттың орнын толтыру үшін жұмсалады. Барлық жағдайда қолданылатын қайнамаған су тиісті өңдеудеу өтеді. Ең жоғарғы талаптар бу турбиналық қондырғының контурын толтыруға және қосымша қоректендіруге жұмсалатын судың дайындығына қойылады. ЖЭОсуды әртүрлі әдіспен өңдейді. Химиялық өңдеуді қолданып жұмсартылған және мүлде тұздалмаған су алуға болады; қыздыру арқылы өңделген дистиллят алынады, яғни аздаған ғана қоспа бар су алынады. Тәсілдерді және су дайындау схемасын таңдау электр станцияларының түріне байланысты. Онымен қоса қазандардың түрі түрі мен параметрлеріне, қатты қыздырылған будың температурасын реттеу әдісіне, бастапқы судың сапасына, өнеркәсіпке кеткен буға, өнеркәсіптен қайта алған буға, станцияда конденсаттың жоғалуына байланысты. Су дайындау схемасын таңдау ең алдымен бу қазандарының типтеріне байланысты болады.

Қоректендіш судың сапасына көп талаптар қояды. Мысалы, қыздыру беттеріндегі су түгелдей буланатын болғандықтан турбалардың ішкі жақтарында

қаспақ тұрып қалмас үшін су мен будың сапасы бірдей болу керек. Барабанды қазандарда әжептәуір концентрациялы, оңай еритін натрий тұздарының болуы мүмкін. Бірақ бұл жағдайда кермектікті көбейтетін тұздардың тазартылуы міндетті түрде қажет. Қазандағы қысым 10 МПа асқанда міндетті түрде суды бусыздандыру схемасы қолданылады.

Қосымша судағы натрий тұздарының мөлшері қазандағы су қысымы төмендегенде, қазан барабандарында буды бөлуді жақсарту кезінде бу мен конденсаттың жоғалуын төмендеткенде, қазандағы үрлеуді күшейткенде өсуі мүмкін. Барабан су қазандарына тек натрийдің екі тұзы ғана – күкірт қышқылы мен хлорлы натрийі ешқашан әсер етпейтінін еске сақтаған дұрыс. Қысым шамасы 14 МПа ға дейін болғанда ғана. Тек өте жоғары қысымдарда ғана хлорлы натрий буда әжептәуір ериді. Ал натрийдің гидрат тотығы суда 4 МПа қысымының өзінде қалыпқа келеді. Қосымша судың сілтілігін азайту бикарбонатты және карбонатты сілтілік қосылыстардың қазан ішіндегі гидролизге байланысты буға бос көмір қышқылын жібермеуіне бөгет жасайды. Бұл металдың көмір қышқыл коррозиясына ұшырамауын қамтасыз етеді. Жоғарғы қысымды натрий нитраты әсеті зор, олардан тұзсыздандыру схемасына неменсе буландырғыштарды құтылып, мүлде болдырмауға тырысу керек. Электр станцияларындағы циклда шығындалған конденсатты химиялық жолмен тазартылған су, химиялық әдіспен тұзсыздандырылған су немесе буландырғыштағы коденсат арқылы толтыруға болады.

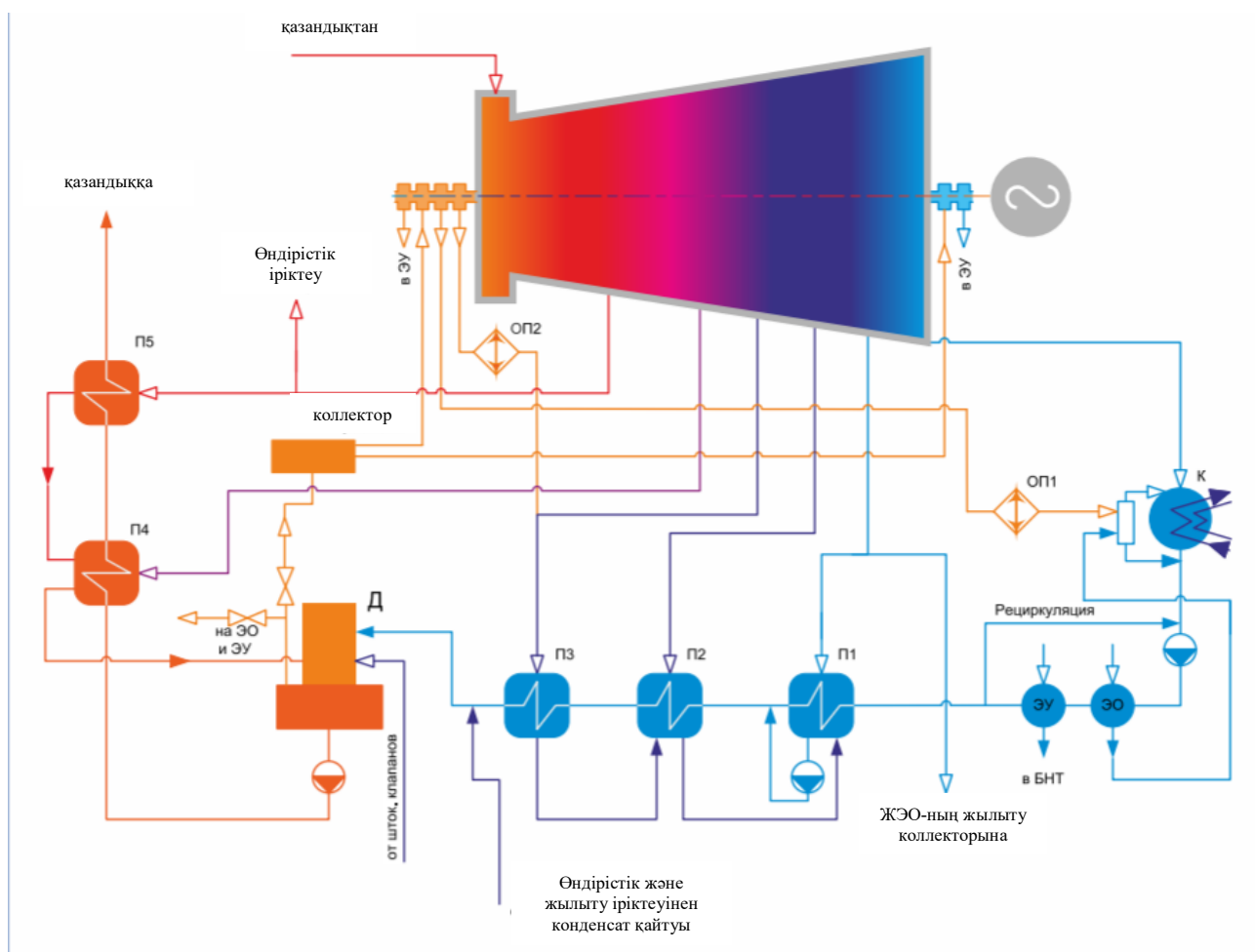
Бу өндіргіштігі 0,7 т/сағ және оданда көп табиғи және бірнеше рет күшпен циркуляцияланатын барабанды бу қазандары, бу өндіргіштігіне байланыссыз, бірақ тікелей бу айдаушы қазандар сонымен қатар су қыздырғыш қазандар химиялық бу тазартқыш қондырғылармен жабдықталуы қажет. Қаспақ және коррозия болдырмайтын талаптарды қанағаттандыратын басқа да әсері үлкен су өңдеу әдістерін қолдануға болады. Дәлірек айтқанда қазанның қыздырылатын бетінде шлам қалдырмайтын барлық басқада әдістер қолдануға болады.

Химиялық су тазалағыш көбінесе аралас схема бойынша істейді. Ол схема өңдеу фазасынан тұрады: алдын-ала тазалау және толық тазалау және толық тазалау. Егер де бастапқы су жабдықтағыш ретінде жер бетіндегі су қорлары алынса, онда алдын ала тазалауды міндетті түрде пайдалану қажет. Ал егер артезианды скважина болса, онда алдын ала тазау қажет емес. Егер қосымша судан кремний, темір қалдықтарын жою немесе судың сілтілігін азайту керек болса, онда алдын-ала тазарту керек.

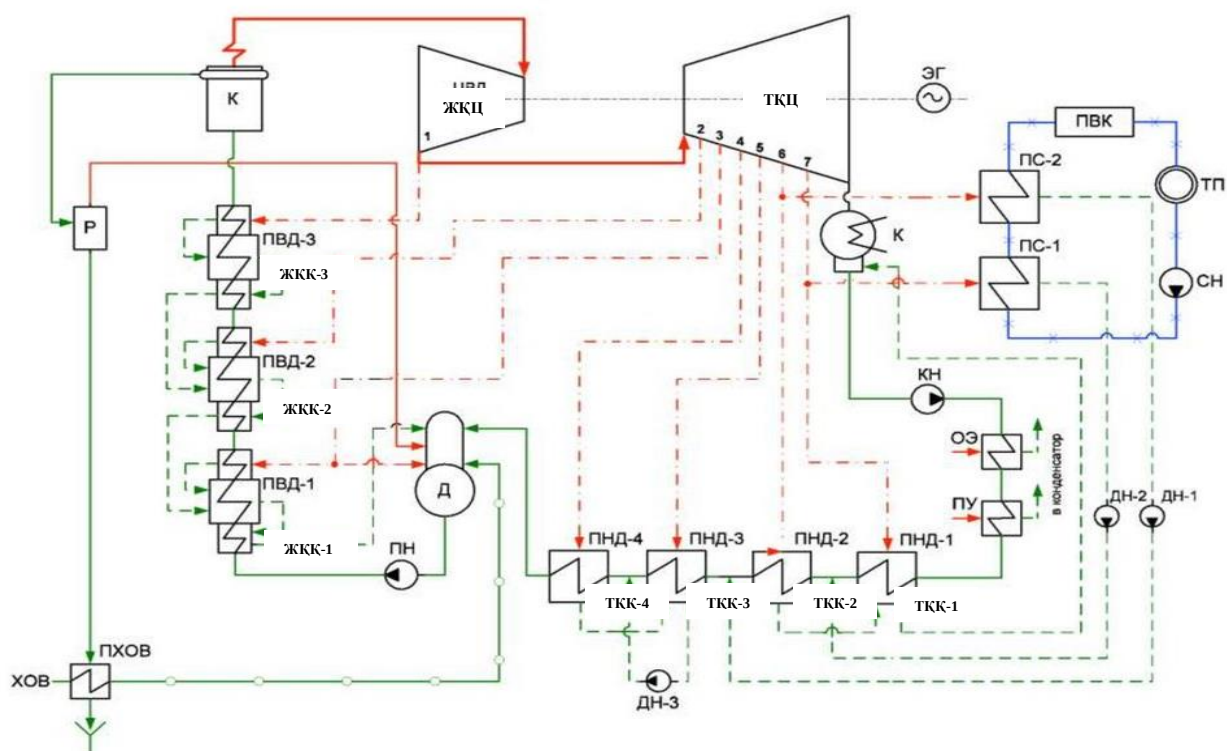
2 Жылу электр орталығының схемасының Т-50/60-130 турбинамен жұмысы кезіндегі жылулық есебі

2.1 Т-50/60-130 турбинасы

Жылу электр орталығының жылулық схемасының есебін Т-50/60-130 ТМЗ бу турбинасымен жүргіземіз. Қуаты 50 МВт турбина бастапқы параметрлері 12,8МПа және 555⁰С аралық қыздырусыз және айналу жиілігі 50с⁻¹ жобаланған. Келе келе завод турбинаның номиналды қуатын 55 МВт-қа ал максималды қуатын 60МВт-қа дейін жоғарылатып, жағаландырды. Бу стопорлық клапан арқылы ЖҚЦ-де (Жоғарғы қысымды цилиндрде) орналасқан және соплолық буды реттеуді, бөлуді қамтамасыз ететін төрт регуляциялаушы клапанға келіп түседі. Бу екі венцті регуляциялаушы сатыдан және 8 сатылы қадамнан өткеннен соң ТҚЦ-ге (Төменгі қысымды цилиндрге) келіп түседі. Т-50/60-130 турбинасындағы ТҚЦ –да буы конденсаторға келіп түсетін ОҚБ (орташа қысымды бөлік, буды регуляциялайтын отборға дейінгі 14 сатысы бар) және ТҚБ (төменгі қысымды бөлік, отбордан кейінгі 2 саты) құрылымды қосылған.



2 - сурет - Т-50/60-130 турбинасының принципиалдық схемасы



3-сурет - Т-50/60-130 ТМЗ турбинасының принципиалдық жылулық схемасы

Турбо қондырғының регенеративті жүйесінде 4 ТКҚ (Төменгі қысымды қыздырғыш) деаэратор және 3 ЖЖҚ (Жоғарғы қысымды қыздырғыш) бар. Осы теплофикациялық турбинаның ерекшелігі басқа да ТМЗ шығаратын турбиналар секілді желілік суды сатылы қыздыру болып табылады.

Желілік суды қыздыру үшін температурасы 50-ден 120⁰С дейінгі және қысымы 0,25Мпа бу керек. Бұл қыздыруды бір су қыздырғышта орындауға болады.

Теплофикационды қондырғының және осы турбинаның ерекшелігі бірінен кейін бірі тізбектеліп орналасқан екі желілік қыздырғышта желілік суды сатылы қыздыру болып табылады. Ол отын шығынын 2%-ға үнедейді, және ол шығынды тез ақтайды.

Желілік суды сатылы қыздырғанда алынатын бу қысымын реттегіш тек бір сатының отборын ғана реттеп тұрады, ал екінші сатыдағы алынатын бу қысымы реттелмейді. Жоғарғы және төменгі отбор камераларының арасында орналасқан ағынды бөлік аралық (промежуточный) деп аталады.

Т-50-130 турбо қондырғының жылулық схемасының екінші бір ерекшелігі кейбір режимдерде желілік суды қыздыру үшін конденсаторда орнатылған теплофикационды түйінін пайдалану. Осы кезде суытатын циркуляциялаушы суды сөндіреді, конденсаторға келетін бу конденсациясын қайтарма желілік су арқылы желілік су қыздырғыштрға жібереді. Турбо қондырғының мұндай

режимі, желілік суды үш сатылы қыздыру тиімді. Себебі суытатын судың шығыны азаяды.

Турбинаның валопроводы қатты муфтамен біріктірілген екі ротордан тұрады. ТҚЦ роторының полумуфтасы валмен бірігіп кеткен. Генератормен турбина роторы жартылай иілгіш муфтамен біріктірілген. Валдардың әрқайсысы екі тіреуіш подшипниктарда жатыр. ЖҚЦ-дің артқы подшипнигі – мықты тірегіш. ТҚЦ-дің роторы комбинированный: бірінші сегіз дискі валмен бірігіп кеткен, ал қалған дискілер ыстық отырғызу валына орнатылған.

2.2 Есептеу реті және бастапқы мәліметтер

Теплофикациялық турбоқондырғының жылулық схемасын есептеудің бірінші сатысы ол желілік су қыздырғыштардың жылулық балансын құру және әрқайсысына кететін шығындарды анықтау.

Турбинаға кететін бу шығыны, 1,5% ағып кетуді ескере отырып $D_0=73,6$ деп, және үрлеуді ескере отырып $D_{п.в}=75$ кг/с деп қабылдаймыз.

Тығыздағыштар арқылы ағып кетулер $D_y=0,015 \cdot D_0=1,104$ кг/с, оның ішінде $D_{уз}=0,409$ кг/с, $D_{пу}=0,69$ кг/с.

1- кесте - Т-50/60-130 турбинасының негізгі параметрлері

Қуаты:	
Номиналды, МВт	50
Максималды, МВт	60
Айналу жиілігі, 1/с	50
Будың бастапқы параметрлері:	
Қысым, МПа	13
Температура, °С	555
Жылыту іріктеуінің номиналды жүктемесі, ГДж/сағ	420
МВт	116,67
Қоректік су температурасы, °С	232
Конденсатордағы бу қысымы, кПа	5,1
Суытатын су температурасы, °С	20
Жаңа будың максималды шығыны, кг/с	73,6
Регуляциялаушы отбордағы бу қысымының өзгеру параметрлері, кПа:	
Жоғарғы	59-245
Төменгі	49-196
Регуляциялауға қажетті іріктеу саны	7

Турбинадағы будың жұмыстық процессі, есептеуге сәйкес, is-диаграммасында көрсетілген. Турбо қондырғыдағы және дренаж салқындатқыштағы су мен будың параметрлері туралы мәліметтер 2-ші және 3-кестеде, ал турбина бөліктерінің ішкі салыстырмалы П.Ә.К-і 4-кестеде, бу генераторын үрлеуге пайдаланылатын қондырғыдағы су мен будың параметрлері 5-кестеде келтірілген.

2.3 Турбинадағы су мен бу параметрлерін есептеу

Турбинадағы су мен бу параметрлерін есептеу үшін ең алдымен турбина отборларындағы бу қысымы мен температурасын анықтамадан аламыз. Сол арқылы будың энтальпиясын h_s -диаграммасы арқылы анықтаймыз. Ал регенеративті қыздырғыштардағы су параметрлерін ренкин таблицасынан табамыз. Әрбір қыздырғышта қоректік судың 5⁰С температурада қызбай қалуын да ескереміз.

Қыздырғышқа берілетін жылу келесі формуламен анықталады, кДж/кг:

$$q_{II} = i' - i_{II}^B, \quad (1)$$

мұндағы

i' - отбордан келетін бу энтальпиясы, кДж/кг

i_{II}^B - қоректік судың энтальпиясы, кДж/кг

$$q_{II1} = 3154 - 999,7 = 2154$$

$$q_{II2} = 3051, -878,3 = 2172,7$$

$$q_{II3} = 2949 - 772,5 = 2176,5$$

$$q_{II4} = 2835 - 658,78 = 2176,22$$

$$q_{II5} = 2722 - 556,5 = 2165,5$$

$$q_{II6} = 2560 - 405,21 = 2154,79$$

$$q_{II7} = 2445 - 312,5 = 2132,5.$$

Жасырын жылу, кДж/кг:

$$\tau_{II} = i_{II}^B - i_{II(i+1)}^B, \quad (2)$$

мұндағы

$i_{II}^B, i_{II(i+1)}^B$ қыздырғыштағы қоректік су энтальпиясы, кДж/кг:

$$\tau_{II1} = 976 - 852,4 = 123,6$$

$$\tau_{II2} = 852,4 - 749,4 = 102,5$$

$$\tau_{II3} = 749,9 - 667,5 = 82,4$$

$$\tau_{II4} = 667,5 - 635,5 = 32$$

$$\tau_{II4} = 635,5 - 533,5 = 102$$

$$\tau_{II5} = 533,5 - 385,36 = 148,14$$

$$\tau_{II6} = 385,36 - 292,97 = 92,39$$

$$\tau_{II7} = 292,97 - 134 = 79,49 .$$

2-кесте -Турбинадағы су мен бу параметрлері

Процесс нүктесі	P, МПа	t, °C	i, кДж/кг	P', МПа	t _н , °C	i _н ^в , кДж/кг	Θ _п , °C	t _п , °C	i _п ^в , кДж/кг	τ _п , кДж/кг	q _п , кДж/кг
0	12,8	555	3486	-	-	-	-	-	-	-	-
0''	12,1	552	3486	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2,96	366	3154	2,74	232	999,7	5	227	976	123,6	2154
2	1,765	309	3051	1,63	205,7 2	878,3	5	200,72	852,4	102,5	2172,7
3	1,062	254	2949	0,98	182,0 1	772,5	5	177,01	749,9	82,4	2176,5
Д	1,062	254	2949	0,6	158	667,5	-	158	667,5	32	-
4	0,565	192	2835	0,523	156,0 6	658,78	5	151,16	635,5	102	2176,22
5	0,286	132	2722	0,264	132,3 9	556	5	127,39	533,5	148,14	2165,5
6	0,088	(0,9 51)	2560	0,081	96,71	405,2 1	5	91,71	385,36	92,39	2154,79
7	0,037 2	(0,9 18)	2445	0,034	74,66	312,5	5	69,66	292,97	79,49	2132,5
К	0,005 1	(0,9 5)	2445	0,005 1	32	134	-	32	134	-	-

3-кесте - Дренаж салқындатқыштағы су мен бу параметрлері

	t _д , °C	i _д ^в , кДж/кг	q _{од} , кДж/кг
ОД1	215,6	923,36	76,34
ОД2	192,2	817,38	75,82

$$i_{д1} - i_{д2} = q_{д2} = 105,92 \quad (3)$$

Турбина бөліктерінің ішкі салыстырмалы П.Ә.К – ін табу үшін келесі формуланы пайдаланамыз. Формуладағы энтальпияларды іs диаграммасынан аламыз, %:

$$\eta_{oi} = \frac{H_i}{H_0} = \frac{i_0 - i_1}{i_0 - i_1'}, \quad (4)$$

мұндағы

H_i -нақты жылу жоғалуы;

H_0 -қарастырылып отырған жылу жоғалуы. Оларды іs диаграммасынан анықтаймыз

$$\eta_{oi0-1} = \frac{3486 - 3154}{3486 - 3042} * 100 = 75$$

$$\eta_{oi1-2} = \frac{3486 - 3051}{3486 - 2923} * 100 = 77$$

$$\eta_{oi2-3} = \frac{3486 - 2949}{3486 - 2810} * 100 = 79$$

$$\eta_{oi3-4} = \frac{3486 - 2835}{3486 - 2635} * 100 = 76$$

$$\eta_{oi4-5} = \frac{3486 - 2722}{3486 - 2555} * 100 = 82$$

$$\eta_{oi5-6} = \frac{3486 - 2560}{3486 - 2378} * 100 = 84$$

$$\eta_{oi6-7} = \frac{3486 - 2445}{3486 - 2248} * 100 = 84 .$$

4-кесте- Турбина бөліктерінің ішкі салыстырмалы П.Ә.К

Турбина бөлігі	Бу қысымының интервалы, МПа	Бөліктің ішкі салыстырмалы П.Ә.К-i, %
0-1	12,8 – 2,96	75
1-2	2,96 – 1,765	77
2-3	1,765 – 1,062	79
3-4	1,062 – 0,565	76
4-5	0,565 – 0,286	82
5-6	0,286 – 0,088	84
6-7	0,088 – 0,0372	84
7-K	0,0372 – 0,0051	0

Үрлеу кеңейткішінен шығатын бу шығысын кеңейткіштің жылулық балансының теңдеуі арқылы анықтаймыз, кг/с:

$$D'_n = \frac{i_{np} \cdot \eta_p - i'_{np}}{i'_n - i'_{np}} \cdot D_{np}, \quad (5)$$

мұндағы

$\eta_p = 0,98$ – кеңейткіштегі жылу жоғалуын ескеретін коэффициент.

$$D'_n = \frac{1600,4 \cdot 0,98 - 667,0}{2755,6 - 667,0} 1,31 = 0,432.$$

5-кесте - Бу генераторды үрлеуге қолданатын қондырғыдағы су мен бу параметрлері

Көрсеткіш	Су мен бу параметрлері		
	Қысым, МПа	Температура, °C	Энтальпия, кДж/кг
Үрлейтін су БГ	14,7	340,6	1600,4
Кеңейткіштен шығатын бу	0,6	158	2755,6
Кейейткіштен шығатын үрлейтін су	0,6	158	667

Кеңейткіштен шығатын үрлейтін су шығыны, кг/с:

$$D'_{np} = D_{np} - D'_n \quad (6)$$

$$D'_{np} = 1,31 - 0,432 = 0,878.$$

2.4 Жылытқыштардың жылулық балансы

2.4.1 Желілік қыздырғыш қондырғысы

Желілік қыздырғыш қондырғысының су және бу параметрлері 6-кестеде келтірілген.

6-кесте-Желілік қыздырғыш қондырғысының су және бу параметрлері

Параметрлері	Төменгі		Жоғарғы	
Желілік су				
Кіре берістегі $t,^{\circ}\text{C}$	$t_{o,c}$	53	$t_{h,c}$	72,69
Кіре берістегі $i, \text{кДж/кг}$	$i^{\text{B}}_{o,c}$	221,8	$i^{\text{B}}_{h,c}$	304,25

6-кесте жалғасы

Параметрлері	Төменгі		Жоғарғы	
Шыға берістегі $t, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{H.C}}$	72,69	$t_{\text{B.C}}$	100,69
Шыға берістегі $i, \text{кДж/кг}$	$i_{\text{H.C}}^{\text{B}}$	304,25	$i_{\text{B.C}}^{\text{B}}$	42,97
Сатыдағы артық жылу, кДж/кг	$\tau_{\text{H.C}}$	82,45	$\tau_{\text{B.C}}$	117,72
Сатыдағы қызбай қалу, $^\circ\text{C}$	$v_{\text{H.C}}$	1,4	$v_{\text{B.C}}$	1
кДж/кг	$v_{\text{H.C}}$	4,8	$v_{\text{B.C}}$	5,1
Сатыдағы қысым, МПа	$P_{\text{H.C}}^{\text{B}}$	0,6	$P_{\text{B.C}}^{\text{B}}$	0,5
Жылытатын бу конденсаты				
Қанығу $t, ^\circ\text{C}$	74	102		
Қануғы кезіндегі $i, \text{кДж/кг}$	309	427,1		
Жылытатын бу				
Желілік қыздырғыштағы қысым, МПа	$P_{\text{H.C}}^{\text{B}}$	0,034	$P_{\text{B.C}}^{\text{B}}$	0,081
Іріктеудегі қысым, МПа	$P_{\text{H.C}}$	0,0372	$P_{\text{B.C}}$	0,088
Бу құрғақтылығы	X	0,918	x	0,951
Беретін жылу	$q_{\text{H.C}}$	2132,5	$q_{\text{B.C}}$	2154,29

Есептеп отырған режимге сәйкес желілік су шығыны мынаған тең, кг/с :

$$G_{\text{C.B}} = \frac{Q_T}{i_{\text{H.C}}^{\text{B}} - i_{\text{O.C}}^{\text{B}}}, \quad (7)$$

мұндағы

Q_T - жылыту іріктеуінің номиналды суммалық жүктемесі, МВт

$i_{\text{H.C}}^{\text{B}}$ - жоғарғы желілік қыздырғыштың шыға берістегі су энтальпиясы, кДж/кг

$i_{\text{O.C}}^{\text{B}}$ - төменгі желілік қыздырғышқа кіре берістегі су энтальпиясы, кДж/кг

$$G_{\text{C.B}} = \frac{104,72}{421,97 - 221,8} = 524,55.$$

Төменгі желілік қыздырғыштың жылулық балансы, кг/с :

$$D_{\text{H.C}} * q_{\text{H.C}} = G_{\text{C.B}} \tau_{\text{H.C}} \frac{1}{\eta_{\text{П}}}, \quad (8)$$

мұндағы

$q_{\text{H.C}}$ - төменгі желілік қыздырғышқа берілетін жылу, кДж/кг

$G_{\text{C.B}}$ - желілік су шығыны, кг/с

$\tau_{\text{H.C}}$ - сатыдағы жылыту, кДж/кг

$$D_{H.C} * 2132,5 = 524,55 * 82,45 * \frac{1}{0,955} = 20,38.$$

Жоғарғы желілік қыздырғыштың жылулық балансы, кг/с:

$$D_{B.C} * q_{B.C} = G_{C.B} \tau_{B.C} \frac{1}{\eta_{II}}, \quad (9)$$

мұндағы

$q_{B.C}$ - жоғарғы желілік қыздырғышқа берілетін жылу, кДж/кг

$\tau_{B.C}$ - сатыдағы жылыту, кДж/кг

$$D_{B.C} * 2154,79 = 524,55 * 117,72 * \frac{1}{0,955} = 28,8.$$

2.4.2 Жоғары қысымды регенеративті қыздырғыш қондырғылар
1-жоғары қысымды қыздырғыштың жылулық балансы, кг/с:

$$D_{II1}(q_{II1} - q_{OD1}) = D_{II.B} \tau_{II1} \frac{1}{\eta_{II}}, \quad (10)$$

мұндағы

q_{II1} - қыздырғышқа бу турбинасының іріктеуінен келетін жылу, кДж/кг

q_{OD1} - дренажбен кететін жылу, кДж/кг

$D_{II.B}$ - үрлеуді ескерген кездегі турбинаға кететін бу шығыны, кг/с

τ_{II1} - жасырын жылу, кДж/кг

η_{II} - қыздырғыштың П.Ә.К-і

$$D_{II1}(2154 - 76,34) = 75 * 127,6 * \frac{1}{0,955}$$

$$D_{II1} = 4,1.$$

2-жоғары қысымды қыздырғыштың жылулық балансы, кг/с:

$$D_{II2}(q_{II2} - q_{OD2}) + D_{II1} * q_{D2} = D_{II.B} \tau_{II2} \frac{1}{\eta_{II}}, \quad (11)$$

мұндағы

q_{II2} - қыздырғышқа бу турбинасының отборынан келетін жылу, кДж/кг

q_{OD2} - дренажбен кететін жылу, кДж/кг

$D_{II.B}$ - продувканы ескерген кездегі турбинаға кететін бу шығыны, кг/с

τ_{II2} - жасырын жылу, кДж/кг

η_{II} - қыздырғыштың П.Ә.К-і

q_{D2} - дренажбен кететін жылу айырымы, кДж/кг

$$D_{П2}(2172,7 + 75,82) + 4,1 \cdot 105,98 = 75 \cdot 102,5 \frac{1}{0,955}$$

$$D_{П2} = 3,32 .$$

3-жоғары қысымды қыздырғыштың жылулық балансы, кг/с:

$$D_{П3}q_{П3} + (D_{П1} + D_{П2}) \cdot q_{Д3} = D_{П.В} \tau_{П3} \frac{1}{\eta_{П}}, \quad (12)$$

мұндағы

$q_{П3}$ - қыздырғышқа бу турбинасының отборынан келетін жылу, кДж/кг

$q_{ОД3}$ - дренажбен кететін жылу, кДж/кг

$D_{П.В}$ - продувканы ескерген кездегі турбинаға кететін бу шығыны, кг/с

$\tau_{П3}$ - жасырын жылу, кДж/кг

$\eta_{П}$ - қыздырғыштың П.Ә.К-і

$q_{Д3}$ - дренажбен кететін жылу айырымы, кДж/кг

$$D_{П3} 2176,5 + (4,1 + 3,32) 28,21 = 75 \cdot 82,4 \frac{1}{0,995}$$

$$D_{П3} = 2,44 .$$

Қоректік насостан кейінгі су температурасы, °C

$$t_{П.Н} = t_{Д} + \Delta t_{П.Н} , \quad (12)$$

мұндағы

$t_{Д}$ - деаэратордан кейінгі су температурасы

$$\Delta t_{П.Н} = 5^{\circ} C$$

$$t_{П.Н} = 158 + 5 = 163 .$$

$$i_{П.Н} = 682,5 \text{ кДж/кг (Ривкин кестесінен қараймыз)}$$

2.4.3 Қоректік судың деаэраторы

Деаэратордың материалдық балансы, кг/с:

$$D_{ПВ} = (D_{П1} + D_{П2} + D_{П3}) + D'_{П} + D_{КД} + D_{ПХОВ} + D_{Д} \quad (13)$$

$$D_{КД} = D_{ПВ} - (D_{П1} + D_{П2} + D_{П3}) - D'_{П} - D_{ПХОВ} - D_{Д} ,$$

$$D_{КД} = 75 - (4,1 + 3,32 + 2,44) - 0,432 - 0,409 - D_{Д}$$

$$D_{КД} = 64,299 - D_{Д} .$$

Деаэратордың жылулық балансы, кг/с:

$$D_{ПВ} * i_D^B \frac{1}{\eta} = D_D i_3 + (D_{П1} + D_{П2} + D_{П3}) * i_{Д3}^B + D'_{П} * i'_{П} + D_{КД} * i_{П4}^B + D_{ПХОВ} * i'_{ПХОВ}, \quad (14)$$

мұндағы

i_D^B - деаэратордағы қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

i_3 - турбинаның үшінші алымынан келетін бу энтальпиясы, кДж/кг

$i_{Д3}^B$ - деаэратордан шыға берістегі қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

$i'_{П}$ - кеңейткіштен келетін бу энтальпиясы, кДж/кг

$i_{П4}^B$ - төменгі қыздырғыштардан келетін қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

$i'_{ПХОВ}$ - химиялық тазаланған су энтальпиясы, кДж/кг

$D_{П1}, D_{П2}, D_{П3}$ - жоғары қысымды қыздырғыштарға кететін бу шығыны, кг/с

$D'_{П}$ - кеңейткішке кететін бу шығыны, кг/с

$D_{КД}$ - 4,5,6,7 іріктеуге кететін будың суммалық шығыны, кг/с

$D_{ПХОВ}$ - химиялық тазаланған суды қыздырғышқа кететін бу шығыны, кг/с

$$75 * 667,5 \frac{1}{0,995} = 2949 * D_D + 9,86 * 749,9 + 0,432 * 2755,6 + (64,299 - D_D) * 635,5 + 0,409 * 667$$

$$2313,5 * D_D = 2702,21$$

$$D_D = 1,17$$

$$D_{КД} = 64,299 - 1,17 = 63,13.$$

Химиялық тазаланған су қыздырғышының жылулық балансы, кг/с

$$D_{ПХОВ} (i_{П} - i'_{ПР}) = (D_{ПР} + D'_{ПР}) * (i'_{ПР} - i_{ОВ}) \frac{1}{\eta}, \quad (15)$$

мұндағы

$i_{П}$ - кеңейткіштегі бу энтальпиясы, кДж/кг

$i'_{ПР}$ - кеңейткіштегі үрлейтін су энтальпиясы, кДж/кг

$i_{ОВ}$ - 70°C температурадағы су энтальпиясы, кДж/кг

$D_{ПР}$ - кеңейткіштегі бу шығыны, кг/с

$D'_{ПР}$ - кеңейткіштегі су шығыны, кг/с

$$D_{ПХОВ} * 2088,6 = 2,182 * 373,3 \frac{1}{0,995}$$

$$D_{ПХОВ} = 0,39.$$

2.4.4 Төмен қысымды регенеративті қыздырғыштар

4-төменгі қысымды қыздырғыштың жылулық балансы, кг/с:

$$D_{П4}i_4 + D_{П5}i_5^{'B} = [D_{КД} * i_{П4}^{'B} + D_{П4}i_4'] \frac{1}{\eta_{П}}, \quad (16)$$

мұндағы

i_4 - отбордан келетін бу энтальпиясы, кДж/кг

$i_5^{'B}$ - қыздырғышқа дейінгі қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

$i_{П4}^{'B}$ - қыздырғыштан кейінгі қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

i_4' - қыздырғышқа дейінгі қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

$D_{П4}$, $D_{П5}$ - 4 және 5 төменгі қысымды қыздырғышқа кететін бу шығыны, кг/с

$D_{К5}$ - төменгі қысымды қыздырғыш арқылы конденсат шығыны, кг/с

$$\begin{aligned} D_{К5} &= D_{КД} - D_{П4} - D_{П5} = 63,13 - D_{П4} - D_{П5} \\ 2835D_{П4} + (63,13 - D_{П4} - D_{П5})556,5 &= [63,13 * 635,5 + 658,78D_{П4}] \frac{1}{0,995} \\ 1588,68D_{П4} - 556,5D_{П5} &= 6877,77. \end{aligned} \quad (17)$$

5-төменгі қысымды қыздырғыштың жылулық балансы:

$$D_{П5}i_5 + D_{П4}i_4' + D_{BC} * i_{BC}' + D_{К6} * i_{П6}^{'B} = [D_{К5} * i_{П5}^{'B} + (D_4 + D_5)i_5'] \frac{1}{\eta_{П}}, \quad (18)$$

мұндағы

i_5 - турбина отборынан келетін бу энтальпиясы, кДж/кг

i_4' - 4-төменгі қысымды қыздырғыштан кейінгі қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

i_{BC}' - жоғарғы желілік қыздырғыштан кейінгі су энтальпиясы, кДж/кг

$i_{П6}^{'B}$ - 6-төменгі қысымды қыздырғышқа келетін қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

$i_{П5}^{'B}$ - 5-төменгі қысымды қыздырғышқа келетін су энтальпиясы, кДж/кг

i_5' - 5-төменгі қысымды қыздырғыштан кейінгі қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

$D_{К6}$ - төменгі қысымды қыздырғыш арқылы конденсат шығыны, кг/с

D_{BC} - жоғарғы желілік қыздырғышқа кететін бу шығыны, кг/с;

$$\begin{aligned} 2722D_{П5} + 658,78D_{П4} + 28,8 * 421,97 + (34,33 - D_{П4} - D_{П5})385,36 &= \\ [(34,33 - D_{П4} - D_{П5})533,5 + (D_{П4} + D_{П5})556,5] \frac{1}{0,995} \end{aligned}$$

$$D_{K6} = D_{KD} - D_{BC} - D_{П4} - D_{П5} = 34,33 - D_{П4} - D_{П5} \quad (19)$$

$$2312,52 D_{П5} + 249,38 D_{П4} = 12078,89$$

$$D_{П5} = \frac{12078,89 - 249,38 D_{П4}}{2312,52}$$

$$1588,68 D_{П4} - 556,5 \left(\frac{12078,89 - 249,38 D_{П4}}{2312,52} \right) = 6877,7$$

$$D_{П4} = 5,9$$

$$D_{П5} = 4,6$$

$$D_{K5} = 63,13 - 4,6 - 5,9 = 53,799$$

$$D_{K6} = 53,79 - 28,8 = 24,99 .$$

6- төменгі қысымды қыздырғыштың жылулық балансы, кг/с:

$$D_{П6} i_6 + (D_{П4} + D_{П5}) i'_5 + D_{HC} * i'_{HC} + D_{K7} * i_{П7}^B = [D_{K6} * i_{П6}^B + (D_4 + D_5 + D_6) i'_B] \frac{1}{\eta_{II}} \quad (20)$$

мұндағы

i_6 - отбордан келетін бу энтальпиясы, кДж/кг

i'_5 - 5-төменгі қысымды қыздырғыштан кейінгі қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

i'_{HC} - төменгі желілік қыздырғыштан кейінгі су энтальпиясы, кДж/кг

$i_{П7}^B$ - 7-төменгі қысымды қыздырғышқа келетін қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

i'_B - 6-төменгі қысымды қыздырғыштан кейінгі қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

D_{HC} - төменгі желілік қыздырғышқа кететін бу шығыны, кг/с

D_{K7} - төменгі қысымды қыздырғыш арқылы конденсат шығыны, кг/с

$$\begin{aligned} D_{П6} 2560 + 10,5 * 556,5 + 20,38 * 304,25 + (4,619 - D_{П6}) 292,97 = \\ = [24,99 * 385,36 + (10,5 + D_{П6}) 405,21] \frac{1}{0,995} \end{aligned}$$

$$D_{K7} = D_{K6} - D_{HC} - D_{П6} = 4,619 - D_{П6} \quad (21)$$

$$1859,78 D_{П6} = 966,54$$

$$D_{П6} = 0,52$$

$$D_{K7} = 4,619 - D_{П6} = 4,099 .$$

7- төменгі қысымды қыздырғыштың жылулық балансы, кг/с:

$$D_{П7} * q_{П7} = D_{К7} * \tau_{К7} \frac{1}{\eta}, \quad (22)$$

мұндағы

$q_{П7}$ - төменгі қысымды қыздырғышқа берілетін жылу, кДж/кг

$\tau_{К7}$ - жасырын жылу, кДж/кг

$$D_{П7} * 2132,5 = 4,099 * 100,37 \frac{1}{0,995}$$

$$D_{П7} = 0,2 .$$

2.4.5 Тығыздағыш жылытқыштар, тығыздағыш эжектор

Конденсатордың материалдық балансының теңдеуі. Конденсат ағыны, кг/с:

$$D_K^B = D_{К7} - D_{П7} - D_{ПУ} - D_{Э}, \quad (23)$$

мұндағы

$D_{К7}$ - 7-төменгі қысымды қыздырғыштағы конденсат шығыны, кг/с

$D_{П7}$ - 7-төменгі қысымды қыздырғышқа кететін бу шығыны, кг/с

$D_{ПУ}$ - тығыздағыш қыздырғышына кететін бу шығыны, кг/с

$D_{Э}$ - эжекторға кететін бу шығыны, кг/с

$$D_K^B = 4,009 - 0,2 - 0,69 - 1 = 2,12 .$$

ПУ және ЭУ жылулық балансы

$$D_{ЭУ} * q_{ЭУ} + D_{ПУ} * q_{ПУ} = (D_{К7} + D_{РЕЦ}) \tau_{ЭУ} \frac{1}{\eta_{П}} \quad (24)$$

мұндағы

$$q_{ЭУ} = i_D^H - i_{ЭУ}^B = 2755,6 - 207 = 2548,6 \text{ кДж/кг};$$

$$q_{ПУ} \approx 2200 \text{ кДж/кг};$$

$$\tau_{ЭУ} = i_{ПУ} - i_K' = 212 - 134 = 78,13 \text{ кДж/кг};$$

$$1 * 2548,6 + 0,69 * 2200 = (4,009 + D_{РЕЦ}) 78,13 \frac{1}{0,995}$$

$$D_{РЕЦ} = 47,8 \text{ кг/с}.$$

Осы жерден рециркуляция реттілігі

$$m_{PEC} = \frac{D_{PEC} + D_{K7}}{D_{K7}} = 12,9 \quad (25)$$

ПУ жылулық балансы, кДж/кг:

$$D_{ПУ} * q_{ПУ} = (D_{K7} + D_{PEC}) \tau_{ПУ} \frac{1}{0,995}, \quad (26)$$

мұндағы

$q_{ПУ}$ - ПУ-ға берілетін жылу, кДж/кг;

D_{PEC} - рециркуляцияға кететін шығын, кг/с;

$$0,69 * 2200 = (4,009 + 47,8) \tau_{ПУ} \frac{1}{0,995}$$

$$\tau_{ПУ} = 29,15.$$

ЭУ жылулық балансы, кДж/кг:

$$D_{Э} * q_{Э} = (D_{K7} + D_{PEC}) \tau_{Э} \frac{1}{0,995}, \quad (27)$$

мұндағы

$q_{Э}$ - ЭУ-ге берілетін жылу, кДж/кг

$$1 * 2548,6 = 76,95 \tau_{Э} \frac{1}{0,995}$$

$$\tau_{Э} = 32,9.$$

2.5 Турбинаның жылулық балансы

$$D_1 = D_{П1} = 4,1 \text{ кг/с}; D_2 = D_{П2} = 3,32 \text{ кг/с}; D_3 = D_{П3} + D_{Д} = 2,44 + 1,17 \text{ кг/с};$$

$$D_4 = D_{П4} = 5,9 \text{ кг/с}; D_5 = D_{П5} = 4,6 \text{ кг/с}; D_6 = D_{П6} + D_{BC} = 0,52 + 28,8 = 29,32 \text{ кг/с};$$

$$D_7 = D_{П7} + D_{HC} = 0,23 + 20,38 = 20,58 \text{ кг/с}; \sum D_j = 71,43 \text{ кг/с};$$

Будың негізгі ағындары:

$$D_{ПГ} = 74,25 \text{ кг/с}; D_0 = 73,6 \text{ кг/с}; D_{ПВ} = 75 \text{ кг/с}; D_K = 2,12 \text{ кг/с}; D_{BC} = 20,38 \text{ кг/с};$$

$$D_{HC} = 28,8 \text{ кг/с};$$

2.6 Турбоагрегаттың энергетикалық балансы

7-кесте – Турбина бөліктерінің қуаты

Турбина бөлігі	Қысым интервалы, МПа	Бөлік арқылы будың өтуі		H_{OTC} , кг/с	W_i^{OTC} , МВт
		Шамасы	Сандық мәні, кг/с		
0-1	12,8 – 2,96	D_0	73,6	332	24,72
1-2	2,96 – 1,765	$D_{01} - D_1$	69,49	103	7,26
2-3	1,765 – 1,062	$D_{12} - D_2$	66,17	104	6,98
3-4	1,062 – 0,565	$D_{23} - D_3 - D_d$	62,56	114	7,22
4-5	0,565 – 0,286	$D_{34} - D_4$	56,66	113	6,5
5-6	0,286 – 0,088	$D_{45} - D_5$	52,02	160	8,49
6-7	0,088 – 0,0372	$D_{56} - D_6$	22,24	115	2,73
7-K	0,0372 – 0,0051	$D_{67} - D_7$	2,12	0	0

Турбинаның жалпы қуаты, МВт:

$$W_{\Sigma} = W_i * \eta_M * \eta_{\Gamma} = W_i * \eta_{\Sigma M} \quad (28)$$

$$W_{\Sigma} = 63,95 * 0,98 = 62,636$$

$$W_i = \Sigma W_i^{OTC} = \Sigma (H_{OTC} * D_i) = 63,95 \text{ МВт} \quad (29)$$

2.7 Турбоқондырғы мен жылу электр орталығының энергетикалық көрсеткіштері

Турбо қондырғыға кететін жалпы жылу шығыны, МВт:

$$Q_{TY} = D_0 (i_0 - i_{PB}); \quad (30)$$

мұндағы

D_0 - турбинаға кететін бу шығыны, кг/с

i_0 - турбинаға келетін ыстық будың энтальпиясы, кДж/кг

$i_{пв}$ -қоректік судың энтальпиясы, кДж/кг

$$Q_{TV} = 73,6(3486 - 999,7) = 182,991$$

Жылуландыруға кететін жылу шығыны, МВт:

$$Q_T = \frac{Q_T^0}{\eta_T} \quad (31)$$
$$Q_T = \frac{104,72}{0,995} = 105,25 \text{ (379 ГДж/сағ)}$$

Электр энергиясын өндіруге қажетті турбина қондырғысына кететін жылу шығыны, МВт:

$$Q_{TV}^{\text{э}} = Q_{TV} - D'_{II}(i'_{II} - i_{пв}) - (D_{YT} + D'_{IIP})(i_{пв} - i_{OB}) - Q_T \quad (32)$$

мұндағы

Q_{TV} -турбинаға кететін жалпы жылу шығыны, МВт

D'_{II} - кеңейткіштегі бу шығыны, кг/с

D_{YT} - тығыздағыштар арқылы ағып кету, кг/с

D'_{IIP} -кеңейткіштегі үрлейтін су шығыны, кг/с

i'_{II} - кеңейткіштегі бу энтальпиясы, кДж/кг

$i_{пв}$ -қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

i_{OB} - қайтарма судың энтальпиясы, кДж/кг

Q_T - Жылуландыруға кететін жылу шығыны, МВт

$$Q_{TV}^{\text{э}} = 182991 - 0,432(2755 - 999,7) - (1,31 + 0,878)(999,7 - 293,3) - 105250 = 75,437$$

Электр энергиясын өндіру бойынша П.Ә.К:

$$\eta_{TV}^{\text{э}} = \frac{W_{\text{э}}}{Q_{TV}^{\text{э}}}, \quad (33)$$

$$\eta_{TV}^{\text{э}} = \frac{62,64}{75,437} = 0,83.$$

мұндағы

$W_{\text{э}}$ -турбинаның толық қуаты, МВт

$Q_{TV}^{\text{э}}$ - Электр энергиясын өндіруге қажетті турбина қондырғысына кететін жылу шығыны. МВт

Электр энергиясын өндіруге кететін жылудың меншікті шығыны:

$$q_{TV}^{\text{э}} = \frac{1}{\eta_{TV}^{\text{э}}} = 1,2 \text{ немесе } 4322,17 \text{ кДж/(кВт*сағ)}. \quad (34)$$

2.8 Жылу электр орталығының энергетикалық көрсеткіштері

8-кесте – Бу генераторындағы будың параметрлері

Бу параметрлері	Параметрлер мәні
Қысым $P_{\text{пг}}, \text{МПа}$	13,7
Температура $t_{\text{пг}}, ^\circ \text{C}$	560
Энтальпия $i_{\text{пг}}, \text{кДж/кг}$	3491,1

Бу генераторлы қондырғының жылулық жүктемесі, МВт:

$$Q_{\text{пг}} = D_{\text{пг}}(i_{\text{пг}} - i_{\text{пв}}) + D_{\text{пп}}(i_{\text{пп}} - i_{\text{пв}}); \quad (35)$$

мұндағы

$D_{\text{пг}}$ -бу генераторының булы жүктемесі, кг/с

$i_{\text{пг}}$ -қызған бу энтальпиясы, кДж/кг

$i_{\text{пв}}$ -қоректік су энтальпиясы, кДж/кг

$i_{\text{пп}}$ -үрлеуге кететін су энтальпиясы, кДж/кг

$D_{\text{пп}}$ -кеңейткіштегі бу шығыны, кг/с

$$Q_{\text{пг}} = 74,25(3491,1 - 999,7) + 1,104(1600,4 - 999,7) = 183,426 .$$

Құбырөткізгіштің П.Ә.К:

$$\eta_{\text{ТР}} = \frac{Q_{\text{ТУ}}}{Q_{\text{пг}}}, \quad (36)$$

$$\eta_{\text{ТР}} = \frac{182,991}{183,426} = 0,99 .$$

Жылу электр орталығының электр энергиясын өндіруі бойынша П.Ә.К:

$$\eta_{\text{С}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ТР}} * \eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} * \eta_{\text{пг}}, \quad (37)$$

$$\eta_{\text{С}}^{\text{э}} = 0,99 * 0,83 * 0,95 = 0,78 .$$

Жылу электр орталығының жылуды өндіру және жылуландыруға жіберуі бойынша П.Ә.К:

$$\eta_{\text{С}}^{\text{Т}} = \eta_{\text{ТР}} * \eta_{\text{Т}} * \eta_{\text{пг}}, \quad (38)$$

$$\eta_{\text{С}}^{\text{Т}} = 0,99 * 0,995 * 0,95 = 0,936 .$$

Электр энергиясын өндіруге кететін шартты (условный) отынның меншікті шығыны, гДж/(кВт*сағ) :

$$b_y^{\vartheta} = \frac{123}{\eta_c^{\vartheta}} = 159,74. \quad (39)$$

Жылуды өндіруге және жылуландыру желісіне жіберуге кететін шартты отынның меншікті шығыны, кг/ГДж :

$$b_y^T = \frac{34,1}{\eta_c^T} = 36,43. \quad (40)$$

3 Т-50/60-130 турбиналық қондырғы есебі

3.1 Турбинадағы будың кеңеюінің жұмыс үрдісін құру

is-диаграммасындағы P_0 , t_0 бу параметрлері бойынша стопор клапанының алдындағы бу күйінде A_0 нүктесі анықталады.

Стопорлы, реттеуші клапандар мен букұбырларындағы шығындарды ескере, реттеуші саты соплолары алдындағы бу қысымы құрайды, Па:

$$P'_0 = P_0 \cdot (0,95 \div 0,96), \quad (41)$$

мұндағы

p_0 – стопорлы клапан алдындағы таза бу қысымы, Па:

$$P'_0 = 12,8 \cdot 10^6 \cdot 0,95 = 12,16 \cdot 10^6.$$

Шығаратын келтекұбырдағы шығындарды ескере, турбинаның соңғы сатысынан кейінгі қысым анықталады, Па:

$$P_{2z} = \left[1 + \lambda \cdot \left(\frac{C_{en}}{100} \right)^2 \right] \cdot P_{\kappa}, \quad (42)$$

мұндағы

P_{κ} - конденсатордағы немесе керіқысымды турбинаның шығарылымындағы қысым, Па;

C_{en} - шығаратын келтекұбырдағы ағынның орташа жылдамдығы, м/с ($C_{en} = 100 \div 120$ м/с):

λ - шығаратын келтекұбырдағы аэродинамикалық қасиеттерді ескеретін тәжірибелі коэффициент ($\lambda = 0,08 \div 0,1$).

$$P_{2z} = \left[1 + 0,1 \left(\frac{100}{100} \right)^2 \right] \cdot 5,1 \cdot 10^3 = 5,61 \cdot 10^3 .$$

A_0 нүктесінен турбинадағы будың P_κ қысымға дейін изоэнтропты кеңеюінің тік сызығы өткізіледі және В нүктесі табылады. A_0B кесіндісінің ұзындығы H_0 турбинаның жылушығыны болып табылады. A'_0 нүктесінен төменгі түзуді P_{2z} изобарамен қилысуына дейін жіберіп F нүктесін табады. A'_0F кесіндісінің ұзындығы H'_0 турбинасының ағынды бөлігінің жылулық шығыны болады.

H'_0 - турбинаның ағынды бөлігінің жылулық шығыны, кДж/кг

$$H'_0 = i_0 - i_{2z} , \quad (43)$$

$$H'_0 = 3486 - 2088 = 1298 .$$

η_{oi}^T - турбинаның ішкі ПӘК-і, %:

$$\eta_{oi}^T = \frac{\eta_{oe}}{\eta_m} , \quad (44)$$

мұндағы

η_{oe} - турбинаның тиімді ПӘК-і, %.

$$\eta_{oi}^T = \frac{83}{98,5} = 0,84 .$$

9-кесте – ПӘК-нің болжамды мәні

ПӘК-ң орта мәні%	Турбина қуаты, МВт			
	5 ÷ 10	10 ÷ 25	25 ÷ 100	> 100
η_m	97 ÷ 98	98 ÷ 98,5	98,5 ÷ 99	99 ÷ 99,5
η_{oe}	75 ÷ 80	80 ÷ 82	82 ÷ 83	83 ÷ 86

Турбинаның пайдалы жылу шығыны, кДж/кг:

$$H_i = H_0 \cdot \eta_{oi}^T , \quad (45)$$

$$H_i = 1463 \cdot 0,84 = 1228 .$$

мұндағы

H_o - A_0 мен В нүктелерінің ара қашықтығын құрайтын турбинаның бар жылу шығыны, кДж/кг.

$$H_o = i_0 - i_\kappa , \quad (46)$$

$$H_0 = 3486 - 2023 = 1463 .$$

Шығаратын келтеқұбырдан кейінгі бу энтальпиясы, кДж/кг:

$$i'_e = i_0 - H_i, \quad (47)$$

$$i'_k = 3480 - 1228 = 2258$$

Шығушы жылдамдықты жылу шығыны ΔH_{BC} және турбинаның соңғы сатысынан кейінгі бу энтальпиясы анықталады. Шығушы жылдамдықпен жылу шығыны, кДж/кг:

$$\Delta H_{BC} = (0,02 \div 0,025) \cdot H_0, \quad (48)$$

$$\Delta H_{BC} = 0,015 \cdot 1463 = 21,945 .$$

Турбинаның соңғы сатысынан кейінгі бу энтальпиясы, кДж/кг:

$$i_z = i'_k - \Delta H_{BC}, \quad (49)$$

$i_z = \text{const}$ сызығының P_{2Z} изобарасымен қиылысында D нүктесі алынады, ал $i'_k = \text{const}$ P_{2Z} және P_K изобараларымен қиылысында H_i және ΔH_{BC} қолданумен E және K нүктелері табылады, кДж/кг:

$$i_z = 2258 - 21,945 = 2236,005 .$$

Реттеуші саты типі мен оған жылулық шығын таңдалады.

Т-50/60-130 турбинасы еківенепті реттеуші сатының жылулық шығыны $h_0^{pc} = 250$ кДж/кг (Д қосымшасы).

Реттеуші сатыдағы жылулық шығынды пайдалы қолдануды анықтау үшін реттеуші сатының ішкі қатысты ПӘК-ін формулалар бойынша санайды, %:

$$\eta_{oi}^{pc} = 0,83 - \frac{2 \cdot 10^{-4}}{G} \cdot \sqrt{\frac{P_0'}{V_0'}}, \quad (50)$$

мұндағы

G – турбинаға бу шығыны, кг/с;

P_0' – реттеуші саты соплолары алдындағы бу қысымы, Па;

V_0' – реттеуші саты соплолары алдындағы меншікті бу көлемі A_0' нүктесінен өтетін изохораға сай, м³/кг.

$$\eta_{oi}^{pc} = 0,83 - \frac{2 \cdot 10^{-4}}{73,6} \cdot \sqrt{\frac{12,16 \cdot 10^6}{0,026}} = 0,74.$$

Пайдалы қолданатын жылулық шығын, кДж/кг:

$$h_1 = h_0^{pc} \cdot \eta_{oi}^{pc}, \quad (51)$$

$$h_1 = 250 \cdot 0,74 = 184,68.$$

A_0 нүктесінен C нүктесіне дейін салынған i -диаграмасында бұл нүктеде шығындарды ескерумен реттеуші сатыдан кейінгі бу энтальпиясын анықтайды. C нүктесінен $i = const$ параллель P_2^{pc} қиылысқанша сызық жүргізіледі, және M нүктесі алынады, ол реттеуші сатыдағы процесс соңына сай келеді.

A_0 , A_0' , M , D , E , K нүктелерін жүйелі түрде қоса отыра, турбинадағы бу кеңеюінің процесіне сай келетін сызық алынады.

3.2 Реттеуші сатының жылулық есептеуі

Соплолық (сандық) субөлінісі бар қазіргі бу турбиналарында реттеуші саты ретінде жылдамдықтың еківенецті сатысы немесе қысымның бірвенецті сатысы қолданылады.

Дроссельді субөлінісі кезінде турбинада реттеуші саты болмайды. Бұл жағдайда реттеуші саты қызметін дроссельді реттеуші клапан атқарады. Дроссельді субөлінісі бар турбиналар бөлшектік жүктеме кезінде соплолық субөлінісіндегіге қарағанда тиімсіз, және тек номиналды жұмыс кезінде ғана ақталады. Сондықтан дроссельдік субөлінісі бар бу турбиналарын негізгі электр жүктемесін таситын ірі станцияларда орнату тиімді.

Қазіргі бу турбиналарының көбінде бірінші саты реттеуші болып табылатын соплолық субөлінісі қолданылады.

Еківенецті саты дегеніміз бір жұмыс доңғалағында екі қатар орналасқан жұмыс қалақшалары. Соплолар жұмыс қалақшаларының бірінші қатарынан кейін ғана орналасады, ал жұмыс қалақшаларының бірінші және екінші қатары арасында ағын қозғалысының бағытын өзгерту үшін қызмет ететін бағыттық қалақшалар орналасқан.

Бірвенецті және еківенецті реттеуші сатыны қолдану экономикалық және құрылымдық жақтан ескеріледі.

Есептік режим кезінде бірвенецті сатының, еківенецтіге қарағанда ПӘК жоғары, бірақ ауыспалы жүктеме кезінде оның ПӘК-і тез өзгереді.

Есептік режим кезінде еківенецті сатының, бірвенецтіге қарағанда ПӘК төмен, бірақ ауыспалы жүктеме кезінде оның ПӘК-і тұрақты. Бірвенецтіге қарағанда, еківенецті саты үлкен жылушығынын өндейді, бұл реттелмейтін саты

санының кемуіне, ұзындығының қысқартылуына және турбина конструкциясының жеңілденуіне әкеледі, жалпы, соңғы сақиналы тығыздағыш арқылы бу ағуын төмендетуге мүмкіндік береді.

Екінші жағынан, еківенецті сатыға келетін үлкен жылулық шығын бүкіл турбинаның ПӘК-ің төмендеуіне әкеледі, себебі реттеуші саты ПӘК-і қысымды реттеуші сатыларынан әлдеқайда төмен.

Реттеуші сатыны таңдау турбинаға будың көлемді шығынына байланысты.

Көпвенецті жылдамдық сатылары бар турбинаны пайдалану минималды саты саны кезінде үлкен жылушығынын қолдану қажеттілігінде ғана ақталады (резервті, қосымша механизмдер жетектері, бұнда минималды құн, сыйымдылық және конструкция қарапайымдылығы ПӘК жоғарылауынан маңызды болғанда – мысалы, кезеңдік әрекет механизмдері). Венц саны турбина типі бойынша (Д қосымшасынан) таңдалады.

3.2.1 Реттеуші сатының орташа диаметрін анықтау

Будың фиктивті изоэнтропиялы жылдамдығы сатының бар жылушығыны бойынша есептеледі, м/с:

$$C_{\phi} = \sqrt{2000 \cdot h_0^{pc}}, \quad (52)$$

$$C = \sqrt{2000 \cdot 250} = 706,5.$$

Дискінің айналым жылдамдығы сатының орта диаметрі бойынша, м/с:

$$U = (U / C_{\phi}) \cdot C_{\phi}, \quad (53)$$

$$U = (0,2 / 706,5) = 141,3.$$

Сатының орта диаметрі, м:

$$d^{pc} = (60 \cdot U) / (\pi \cdot n), \quad (54)$$

мұндағы

n – турбина роторы айналымының саны, n=3000 айн/мин.

$$d^{pc} = (60 \cdot 141,3) / (3,14 \cdot 3000) = 0,9.$$

4 Экономикалық негіздеме

Жылу және электр энергиясы қазіргі таңда ең қажетті өнімдердің бірі болып табылады. Оларсыз қазіргі заман адамзатының күнделікті өмірін елестету мүмкін емес. Осы өнімдерден фабрикалар, зауыттар, көлік, медициналық мекемелер және т.б қызмет сфералары тәуелді. Бірақ жылу және электр энергиясының басқа тауарда жоқ өз ерекшеліктері бар.

Электр энергиясының басты ерекшеліктері төмендегілер:

- электр энергиясын жинаудың мүмкін еместігі (айтарлықтай көлемде жылу энергиясын да), сондықтан өндіру мен тұтынуды әрқашан біріктіреді;
- энергия өндіру мөлшерінің тек қана тұтынушылардан тәуелділігі және энергетиктердің ынтасы және ықыласымен өндіріс мөлшері өсуінің мүмкін еместігі;
- энергияның тұтыну және өндіру мөлшерін өнеркәсіптің және ұлттық шаруашылықтың басқа салалары үшін бір жылдық есеп жүргізу емес, одан басқа энергетикалық жүктеменің сағаттық мөлшерін есептеу мұқтаждығы;
- барлық ұлттық шаруашылық жұмысының маңызды шарты болып табылатын тұтынушыларды үздіксіз энергиямен қамтамасыз ету мұқтаждығы;
- жыл ішінде әр күн және әр сағат үшін энергия тұтынуды жоспарлау, яғни аптаның күні, климаттық шарттар, маусым және т.б факторларды ескеріп әр айдың әр күніне жүктемелер графиктерін жасаудың мұқтаждығы.

Жоғарыда айтылған ерекшеліктер электр энергетикасын жылу электр орталығы сияқты жылу және электр энергиясын өндіретін жаңа объектілерді жобалау және есептеу үшін арнайы методикалар жасауды талап ететін бірегей сала етеді.

Энергоресурстар – техниканың қазіргі деңгейінде немесе оның даму кезінде пайдалануға жарамды энергия тасушылар.

Энергоресурстарды шығындау және қорға жинау мақсатында есепіеу және өлшеу үшін «шартты отын» түсінігі пайдаланылады. Жану жылуы $Q_{p.y.}=29300 \text{ кДж/кг}=7000 \text{ кКал/кг}$ болатын отын. Табиғи отын салмақтық өлшемде шартты отынға келесідей ауыстырылуы мүмкін: $B_y = B_n (Q_n^p / Q_y)$

Отынның барлық түрлерін шартты түрге ауыстыру отын тұтынатын қондырғылар жұмысының техника-экономикалық көрсеткіштер салыстыруға мүмкіндік береді. Батыс елдерінде де шартты отын қолданылады, бірақ оның жану жылуы $Q_{p.y.}=10\,000 \text{ кКал/кг}$, себебі негізі ретінде мұнайлы эквивалент $1 \text{ Гкал} = 143 \text{ кг.у.т}$ пайдаланылады.

Баланс - ресурстардың әр түрлі түрлерін өндіру мен тұтыну арасындағы сандық сәйкестік. Энергетикалық баланс – энергетикалық ресурстарды алу және пайдалану және олардан энергияның барлық түрлерін жасау.

Кірістік бөлік энерготасығыштар мен энергия мұқтаждығын жабу көздерін сипаттайды.

Кірістік бөлігі төмендегідей қарастырылады:

- энергия көзі бойынша (электр энергиясы үшін: КЭС, ЖЭО, ЖЭС, АЭС; жылу энергиясы үшін: ЖЭО, қазандық);
- энергетикалық ресурстар бойынша (барлық түр отындары, гидроэнергия, екіншілік энергоресурстар, күн энергиясы).

4.1 ЖЭО-ның экономикалық көрсеткіштері

Жылдық энергия өндіру, млн.кВт/сағ:

$$\mathcal{E}_e = N_m^3 T_{om} 24 + N_m^l T_l 24, \quad (157)$$

мұндағы

N_m^3 – қысқа кезең, МВт;

N_m^l – жазғы кезең, МВт;

T_{om} – жылыту кезеңі, тәулік;

T_l – жазғы жылыту кезеңі, тәулік.

$$\mathcal{E}_e = 60 \cdot 10^6 \cdot 150 \cdot 24 + 50 \cdot 10^6 \cdot 215 \cdot 24 = 216$$

Жылдық энергия жіберу, млн. кВт/сағ:

$$\mathcal{E}_{omn} = \mathcal{E}_e (1 - \mathcal{E}_{cm}), \quad (158)$$

мұндағы

$\mathcal{E}_e$ – жылдық энергия өндіру, млн.кВт/сағ;

$\mathcal{E}_{cm}$ – өздік қажеттіліктеріне кеткен электр энергиясының шығыны.

$$\mathcal{E}_{omn} = 216(1 - 0,004) = 215,136$$

Шартты отынның жылдық шығыны, м³/сағ :

$$B_y = \mathcal{E}_e B_y^{pp}, \quad (159)$$

мұндағы

$\mathcal{E}_e$ – жылдық энергия өндіру, мың.кВт/сағ;

B_y^{pp} – меншікті шығын, м³/кВт

$$B_y = 216 \cdot 159,74 = 34503840$$

Нағыз отынның шығыны, м³/сағ:

$$B_{нэ} = \frac{7000 \cdot B_{э}}{Q_H^p}, \quad (160)$$

$$B_{нэ} = \frac{7000 \cdot 34503840}{8230} = 29347130$$

мұндағы

$B_{э}$ – шартты отынның жылдық шығыны, м³/сағ;

Q_H^p – төменгі жану жылуы, Ккал/кг.

Жылдық жылу өндіру, Гкал/сағ:

$$Q_{г} = Q^{3л} 150 \cdot 24, \quad (161)$$

мұндағы

$Q^{3л}$ – орташа жылыту жылуы, Гкал/сағ.

$$Q_{г} = 122 \cdot 150 \cdot 24 = 439200$$

Жылдық шартты отын шығыны, м³/сағ:

$$B_m = Q_{г} B_{уд}^{мэ}, \quad (162)$$

мұндағы

$Q_{г}$ – жылдық жылу өндіру, Гкал/сағ;

$B_{уд}^{мэ}$ – меншікті шығын, м³/Гкал.

$$B_m = 439200 \cdot 36,43 = 14976720$$

Нағыз отынның жылдық шығыны, м³/сағ:

$$B_{нт} = \frac{7000 B_m}{8230}, \quad (163)$$

мұндағы

B_m – жылдық шартты отын шығыны, м³/сағ.

$$B_{нт} = \frac{7000 \cdot 14976720}{8230} = 12738400$$

Жалпы отын шығыны, м³/сағ:

$$B_n = B_{нт} + B_{нэ}, \quad (164)$$

$$B_n = 12738400 + 29347130 = 42085530$$

мұндағы

$B_{нт}$ – нағыз отынның жылдық шығыны, м³/сағ;

$B_{нэ}$ – нағыз отынның шығыны, м³/сағ.

Пайда бұл қосымша еңбек құны немесе өндіріс кезінде алынатын қосымша құнның ақшалай тұлғанымы.

Шешуші рөлді шығындар да ойнайды. Олар қаржылай құралдарды пайдаланудағы, кәсіпорынды ұйымдастырудағы және өнімді өткізудегі бағыттардағы кәсіпорынның қателері мен есептен жаңылысын көрсетеді.

Тұтынған электр және жылу энергиясының жылдық пайдасы.

Электр энергиясының өздік құны, тг/кВт·сағ:

$$C^{э} = \frac{S^{э}}{\mathcal{E}_{отн}} 10^{-3}, \quad (165)$$

мұндағы

$S^{э}$ – өндіруге өндіріс бөлінулер, мың т;

$\mathcal{E}_{отн}$ – жылдық энергия жіберу, млн. кВт/сағ.

$$C^{э} = \frac{914998,98}{216} 10^{-3} = 4,2$$

Жылдық энергия беру, млн тг:

$$V_э = \mathcal{E}_{от} \cdot T_э, \quad (166)$$

мұндағы

$\mathcal{E}_{отн}$ – жылдық энергия жіберу, млн. кВт/сағ;

$T_э$ – энергия тарифі Тг/кВт·сағ.

$$V_э = 216 \cdot 13 = 2808$$

Электр пайдасы, млн тг:

$$П_p^э = V_э - S^{э}, \quad (167)$$

мұндағы

$V_э$ – жылдық энергия беру, млн т;

$S^{э}$ – электр өндіруге өндіріс бөлінулер, млн т.

$$П_p^э = 2808 - 914,99 = 1894$$

Жылу өздік құны, тг/Гкал:

$$C_{mэ} = \frac{S^{mэ}}{Q_э}, \quad (168)$$

мұндағы

$S^{mэ}$ – жылу өндіруге өндіріс бөлінулер, тг;

$Q_э$ – жылдық жылу өндіру, Гкал/жыл.

$$C_{mэ} = \frac{415328120}{439200} = 945,65$$

Жылдың жылу беру, млн тг:

$$V_{mэ} = Q_э T_э, \quad (169)$$

мұндағы

$Q_э$ – жылдық жылу өндіру, Гкал/жыл;

$T_э$ – тариф.

$$V_{mэ} = 439200 \cdot 2948,1 = 1294,805$$

Жылу пайдасы, млн тг:

$$\Pi_p^{mэ} = V_{mэ} - S^{mэ}, \quad (170)$$

мұндағы

$V_{mэ}$ – жылдың жылу беру, мың тг;

$S^{mэ}$ – жылу өндіруге өндіріс бөлінулер, мың тг.

$$\Pi_p^{mэ} = 1294,805520 - 415,328120 = 879,477$$

4.2 Капиталды салымдарды есептеу

Экономикалық бөлімде капиталды салымдардың негіздемелері болуы шарт.

Капиталды салым барлық шығындарды есепке алу керек. Ол төмендегідей формуламен анықталады, тг :

$$K_n = K_o + K_{с,м} + K_{mp} \quad (171)$$

мұндағы

K_o – негізгі және қосымша қондырғылардың бағасы, тг

$K_{с,м}$ – құрылыс монтажды жұмыстардың бағасы, тг

$K_{тр}$ - тасымалдау шығындары, тг;

$$K_n = 3249,52 + 324,952 + 64,99 = 3639,46$$

Негізгі және қосымша қондырғылардың бағасы 11-кестеде келтірілген.
Жалпы бағасы, млн тг

$$K_o = K_{тур} + K_{каз} + K_{ген} + K_{жжк} + K_{тжк} + K_{конд} + K_{жжк} + K_{тжк} + K_d + K_{к.н} + K_{п.н} \quad (172)$$

$$K_o = 518 + 2127,5 + 333 + 18,5 + 14,8 + 55,5 + 36,075 + 37 + 33,3 + 27,75 + 48,1 = 3249,52$$

11-кесте – Орнатылатын қондырғының бағалары. (Сол уақыттағы \$ курсымен алынады)

Қондырғы атауы	Саны	Бағасы, млн \$
Турбина	1	2,8
Қазандық	1	11,5
Генератор	1	1,8
Жоғары желілік қыздырғыш	1	0,1
Төменгі желілік қыздырғыш	1	0,08
Конденсатор	1	0,3
Жоғарғы қысымды қыздырғыш	3	0,195
Төменгі қысымды қыздырғыш	4	0,2
Деаэратор	1	0,18
Насостар		
- конденсаттық	1	0,15
- қоректік	1	0,26

Құрылыс монтажды жұмыстардың бағасы орнатылатын қондырғы бағасының 10%-ын құрайды, млн тг

$$K_{мон} = 0,1 \cdot K_{об}, \quad (173)$$

$$K_{мон} = 0,1 \cdot 3249,52 = 324,952$$

Тасымалдауға кететін шығын орнатылатын қондырғы бағасының 2%-ын құрайды, млн тг

$$K_{тр} = 0,02 \cdot K_{об} \quad (174)$$

$$K_{тр} = 0,02 \cdot 3249,52 = 64,99$$

4.3 Пайдалануға кететін шығындар есебі

Амортизация дегеніміз негізгі фондтар бағасын өндіріліп жатқан өнімге ауыстыру процессі. Бұл процесс негізгі фондтар бағасының бөлігін өндірілген өнімнің (жұмыстың) өзіндік құнына қосу жолымен жүзеге асады. Өнімді сатқаннан кейін кәсіпорын болашақта жаңа негізгі фондтарды құруға немесе сатып алуға жұмсалатын сомманы алады. Халық шаруашылығында амортизациялық ақша бөлуді қолдануды және есептеу ретін үкімет орнатады.

Амортизация нормасы негізгі фондтардың бөлімдері және жеке түрлері бойынша сараланған.

Турбинаның толық қызмет ету мерзімі 40 жылдан кем емес екенін ескеріп, амортизация мөлшерін негізі фондтың 10% деп аламыз. Онда амортизациялық ақша бөлулер төменгідей болады, млн тг:

$$S_a = (8,65 \cdot K_{об} + 3,1K_{стр})10^{-2}, \quad (175)$$

мұндағы

$K_{об}$ – жабдықтың жалпы құны, млн тг;

$K_{стр}$ – құрылыс құны, млн тг.

$$S_a = (8,65 \cdot 3249,52 + 3,1 \cdot 2324,952) \cdot 10^{-2} = 291,15$$

Жөндеуге кеткен шығын, млн тг:

$$S_p = K_p S_a, \quad (176)$$

мұндағы

K_p – жөндеу коэффициенті;

S_a – амортизациялық бөлінулер.

$$S_p = 0,01 \cdot 291,15 = 2,911$$

Жұмыскер жалақысы, млн тг:

$$S_{з/н} = n \cdot S \cdot 12, \quad (177)$$

$$S_{з/н} = 10 \cdot 72000 \cdot 12 = 8,64$$

мұндағы

n – жұмыскер саны;

S – бір айлық жалақы, тг.

Басқа шығындар, мың тг:

$$S_{np} = K_{np} (S_a + S_{з/н} + S_m), \quad (178)$$

мұндағы

K_{np} – басқа шығындар коэффициенті;

S_a – амортизациялық бөлінулер, млн тг;

$S_{з/н}$ – жалақы, мың тг;

S_m – отынға шығын, млн тг.

$$S_{np} = 0,066(291,15 + 61,024 + 8,64) = 23,81$$

Отынға шығын, тг:

$$S_m = B_H C_m, \quad (179)$$

мұндағы

B_H – жалпы отын шығыны;

C_m – отын құны, тг.

$$S_m = 4208553 \cdot 14,5 = 61024018$$

Турбинаны орнатумен байланысты жылдық эксплуатациялық шығындар амортизациялық ақша бөлуден, жөндеу және техникалық қызмет көрсету шығындарынан, негізгі фондтарға салықтың жоғарлауы суммасынан, жалақыға кеткен шығындардан, басқа шығындардан құралады және төмендейгідей болады:

Пайдалануға кететін жалпы шығын, мың тг:

$$S = S_m + S_a + S_p + S_{з/н} + S_{np}, \quad (180)$$

мұндағы

S_m – отынға шығын, мың тг;

S_a – амортизациялық бөлінулер, мың тг;

S_p – жөндеуге кеткен шығын, мың тг;

$S_{з/н}$ – жалақы, мың тг;

S_{np} – басқа шығындар, мың тг

$$S = 61024 + 291105 + 2911 + 8640 + 23811 = 125501$$

Жылдық пайда мен жылдық эксплуатациялық шығындар арасындағы айырмашылық эксплуатациялық шығындарды ескергендегі жылдық қаржыны үнемдеуді құрайды және төмендегідей болады:

Жалпы пайда, млн тг:

$$P_p = P_p^э + P_p^{мэ}, \quad (181)$$

мұндағы

$P_p^э$ – электр пайдасы, млн тг;

$P_p^{мэ}$ – жылу пайдасы, млн тг.

$$P_p = 1894 + 879,477 = 2773,477$$

Өнімнің өзіндік құны – ақшалай нысанда көрсетілген кәсіпорынның өнімді жасауға және жүзеге асыруға кеткен шығындары.

Басқа шығындар – салықтар, алымдар, бюджеттен тыс фондтарға ақша бөлулер, несие бойынша төлемдер, іссапар шығындары, кадрларды дайындау және қайта дайындау, жал үшін төлем, материалды емес активтер бойынша тозулар, жөндеу фонды, мүлікті міндетті сақтандыру төлемдері және т.б.

Өтелу мерзімі – бастапқы шығындар жалпы нәтижелермен қамтылу басталатын период (айлар, кварталдар немесе жылдармен өлшенеді). Басқаша сөзбен, бұл капиталды шығындардың жалпы көлемі кәсіпорын пайдасының өсуі және амортизациялық ақша бөлуден артық болған кездегі уақыт интервалы.

Жобаны жүзеге асыру бойынша табыстар мен шығындар арасындағы қатынас таза дисконтталған табыс көрсеткішімен анықталады. Егер таза дисконтталған табыс нөлден артық болса, онда жоба бойынша шығындар табыстармен ақталады, яғни инвестицияның бұл жобасын тәжірибелік жүзеге асыруға ұсынуға болады.

Пайдалануға берілгеннен кейін капиталдық қаржы жұмсау өтемділігінің болжалды мерзімі кеңею жобасына капиталдық қаржы жұмсаудың таза пайдаға қатынасына тең, жыл:

$$T_{ок} = \frac{K_{об}}{P_p}, \quad (182)$$

мұндағы

$K_{об}$ – жабдықтың жалпы құны, млн тг;

P_p – жалпы пайда, млн тг.

$$T_{ок} = \frac{3249,52}{2773,477} = 1,4$$

ҚОРЫТЫНДЫ

Дипломдық жобамның тақырыбы: Қызылорда ЖЭО-ын Т-50/60-130ТМЗ турбинасымен ұлғайту. Қызылорда ЖЭО-ын ұлғайту келесідей қажеттіліктерден туындады – Қызылорда қаласының тұрғын санының артуының нәтижесінде пайда болған электр тапшылығы, қазіргі таңда жұмыс істеп тұрған негізгі энергетикалық қондырғылардың жұмыс істеу тиімділігі нашарлағандықтан және оларды төмендеуге кететін шығындар артып кетеді. Сол себептен осы жобаны қолға алдым.

Мен өз дипломдық жобамда жылу электр орталығының принципіальді схемасын таңдалған турбина бойынша есептеп шығардым. Онда турбинадағы будың жұмыстық процесін есептеп, қыздырғыштарға турбинадан кететін бу шығынын анықтадым. Сонымен қатар турбина бөліктерінің П.Ә.К-ін, электр энергия өндіру бойынша П.Ә.К-ті есептеп шығардым. Турбинадағы будың ұлғаю процесін, реттегіш сатының есептеулерін шығардым.

Дипломдық жобада сонымен қатар экономикалық негіздемелер қамтылған. Барлық бөлімдер бойынша негізгі есептеулер жүргізілді.

Қызылорда ЖЭО-ын Т-50/60-130 ТМЗ турбинасымен ұлғайтқан кезде ЖЭО-ның жалпы қуаты 163 МВт құрады. Және орнатылған қондырғы өзін аз уақыт ішінде ақтап шығатын болады.

ПАЙДАЛАНЫЛҖАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 327 с.
- 2 Костюк А.Г., Фролов В.В Турбины тепловых и атомных электрических станций. – М.: МЭИ, 2001. – 440 с.
- 3 Трухнин А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: МЭИ, 2002. – 303 с.
- 4 Бузина Д.П. Теплофикационные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 241 с.
- 5 Григорьев В.А., Зорин В.М. Теплоэнергетика и теплотехника. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 600 с.
- 6 Капелович Б.Э. Эксплуатация паротурбинных установок.- М.: Энергия, 1986 – 420 с.
- 7 Морозов Г.Н., Гиршфельд В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 345 с.
- 8 Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 250 с.
- 9 Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности ТЭС. – М.: МЭИ, 2001. – 384 с.
- 10 Фомина В.Н. Экономика электроэнергетики. – М.: МЭИ, 2005. – 415 с.
- 11 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. – М.: Высшая школа, 2003. – 515 с.
- 12 Архипов Л.И, Удыма П.Г. Энергосберегающие технология защиты окружающей среды. – М.: Энергоиздат, 1988. – 106 с.
- 13 Соловьев Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. – М.: Энергоиздат, 1978. – 352 с.
- 14 Рогалев Н.Д. Экономика энергетике. – М.: МЭИ, 2005. –148 с.
- 15 Лимонов А.И. Экономка производства. – Минск: Росчерк, 2007 – 348 с.
- 16 СТ КазННТУ 09-2017 Общее требование к построению, изложениям, оформлению и содержанию текстового и графического материала . Работы учебные КазННТУ имени К.И.Сатбаев,2023.-47 с

Қосымша А

Оттықтан шыға берістегі ауаның есептелген артық коэффициенті

Оттық	Отын	Коэффициент α_T
Камералы, шлакты қатты түрде шығаратын	Антрацит, жартылай антрацит, тощий көмір	1,20÷1,25
	Басқа қатты отын	1,15÷1,20
Камералы, шлакты сұйық түрде шығаратын	Антрацит, жартылай антрацит, тощмй көмір	1,20÷1,25
	Қатты және қоңыр көмір	1,15÷1,20
Камералы	Табиғи газ	1,05÷1,1
	Мазут	1,02÷1,05

Қосымша Б

Қазан агрегаттарының газ жолындағы ауа соруы

Газ жолдары		$\Delta\alpha$
Шаң-көмірлі және газ-мазутты қазандардың оттық камералары	1. камералы қатты қож жойғыш және труба экрандарының металдық қаптауышымен	0,05
	2. қапталуы мен қалауы бар кезде	0,07
	3. Металды қаптаусыз	0,1
	4. Камералы сұйық қож жойғыш және газ-мазутты металл қаптауымен	0,05
	5. Металды қаптаусыз	0,08
	6. Ыдырату (разрежение) кезіндегі циклонды	0,03
Қыздыру беттерінің конвективті газ жолдары	1. Фестон, оттық үстіндегі ширмалық қыздырғыш, бірінші қазандық түйін	0
	2. Біріншілік қыздырғыш	0,03
	3. Аралық қыздырғыш	0,03
	4.Тік ағынды қазанның ауыспалы зонасы	0,03
	5. Әр саты үшін қазан экономайзерлері	0,02
	6. Ауа жылытқыштар: - трубкалы, әр саты үшін - регенеративті	0,03 0,02

Қосымша В

1 м³ ауадағы және газдағы энтальпиялар

$t, ^\circ\text{C}$	$(ct)_{\text{RO}_2}, \text{кДж/м}^3$	$(ct)_{\text{N}_2}, \text{кДж/м}^3$	$(ct)_{\text{H}_2\text{O}}, \text{кДж/м}^3$	$(ct)_{\text{B}}, \text{кДж/м}^3$
100	170,1	129,89	150,84	132,404
200	357,83	260,20	304,61	266,48
300	559,37	392,18	462,995	403,10
400	772,636	527,10	626,82	542,19
500	997,22	664,53	795,26	684,65
600	1223,48	804,48	967,89	830,46
700	1462,31	946,94	1148,06	980,46
800	1705,33	1093,59	1336,61	1131,3
900	1952,54	1244,43	1525,16	1282,14
1000	2203,94	1395,27	1726,28	1437,17
1100	2459,53	1546,11	1927,4	1596,39
1200	2719,31	1696,95	2132,71	1755,61
1300	2979,09	1851,98	2346,4	1914,83
1400	3234,06	2011,2	2560,09	2078,24
1500	3507,03	2166,23	2782,16	2241,65
1600	3771	2325,45	3004,23	2405,06
1700	4039,16	2484,67	3230,49	2568,47
1800	4307,32	2643,89	3460,94	2731,88
1900	4575,48	2807,3	3691,39	2899,48
2000	4847,83	2966,52	3930,22	3067,08
2100	5120,18	3129,93	4164,86	3234,68
2200	5392,53	3293,34	4403,69	3402,28

Қосымша Г

Турбинаның бастапқы мәліметтері

	Турбина Түрі	Номина лды қуаты, МВт	Бу қысым ы, МПа	Бу темпера турасы, °С	Соңғы бу қысымы, кПа
1	К-800-340 ЛМЗ	800	23,54	540	3,43
2	К-500-166-2 ЛМЗ	500	16,27	535	5,88
3	К-210-130 ЛМЗ	210	12,75	565	3,45
4	К-300-240ЛМЗ	300	23,54	560	3,43
5	К-100-90 ЛМЗ	110	8,83	535	3,43
6	ПТ-135/165-130/15 ТМЗ	135	12,75	555	7,35
7	Т-250/300-240 ТМЗ	250	23,5	540	6,9
8	Т-50-130 ТМЗ	55	12,75	555	5,1
9	К-160-130 ХТЗ	160	12,75	565	3,43
10	К-150-130 ХТЗ	150	12,75	560	3,58
11	Р-50-130/13 ЛМЗ	50	12,75	565	1300
12	К-500-240-2 ТУРБО	500	23,54	540	3,5
13	К-50-90ЛМЗ	50	9	530	6,4
14	Т-175/180-130 ТМЗ	175	12,75	555	4,9
15	Т-110-120-130-5 ТМЗ	100	12,75	555	5,3
16	ПТ-50/60-130/7 ТМЗ	50	12,75	540	3,43
17	Р-100-135/15	100	12,75	555	1470
18	Т-25-90 ТМЗ	25	8,83	535	3,5
19	Р-40-130/13 ТМЗ	40	12,75	555	3040
20	Р-12-35/5	12	3,4	435	500
21	ТР-110-130	110	12,8	555	6,2
22	ПР-110-130	12/15	3,4	435	5,4
23	ПР-80/100-130/13	80/100	12,8	555	5,8
24	Т-180/210-130	180/210	12,8	540	5,8
25	ПТ-25/30-90/10	25/30	8,8	535	5,8
26	Р-6-35/5	6	3,4	435	500
27	П-6-35/5	6/6,6	3,4	435	5,8

Қосымша Д

Турбиналардың реттеуші сатысы жайлы бастапқы мәліметтер

	Турбина Түрі	Реттегіш деңгейден кейінгі қысым, МПа	Реттеуші сатының диаметрі, м	Реттеуші сатыдағы жылу түсуі, кДж/кг
1	К-800-340 ЛМЗ	16	1	125(бір)
2	К-500-166-2 ЛМЗ	11	1,1	150(бір)
3	К-210-130 ЛМЗ	8,3	1,05	110(бір)
4	К-300-240ЛМЗ	19	1,15	85(бір)
5	К-100-90 ЛМЗ	3	0,8	310(бір)
6	ПТ-135/165-130/15 ТМЗ	8,5	1,2	90(бір)
7	Т-250/300-240 ТМЗ	16,3	1,03	120(бір)
8	Т-50-130 ТМЗ	5,7	0,9	250(екі)
9	К-160-130 ХТЗ	8,4	1,17	95(бір)
10	К-150-130 ХТЗ	3,8	1	380(екі)
11	Р-50-130/13 ЛМЗ	4,35	1,1	330(екі)
12	К-500-240-2 ТУРБО	17	1,09	80(бір)
13	К-50-90ЛМЗ	3,5	1,19	290(екі)
14	Т-175/180-130 ТМЗ	8,9	1,13	103(бір)
15	Т-110-120-130-5 ТМЗ	3,5	1,07	400(екі)
16	ПТ-50/60-130/7 ТМЗ	5,08	1,2	290(екі)
17	Р-100-135/15	9,1	1,19	75(бір)
18	Т-25-90 ТМЗ	3,35	0,85	300(екі)
19	Р-40-130/13 ТМЗ	5,5	0,95	250(екі)
20	Р-12-35/5	0,85	0,93	350(екі)
21	ТР-110-130	5,2	1,15	280(екі)
22	ПР-110-130	0,8	1,18	370(екі)
23	ПР-80/100-130/13	3,65	1,12	390(екі)
24	Т-180/210-130	9,89	0,83	89(бір)
25	ПТ-25/30-90/10	2,58	1,11	360(екі)
26	Р-6-35/5	1,05	0,87	300(екі)
27	П-6-35/5	0,98	1,16	320(екі)

Қосымша Е

Профильдің сипаттамасы

Профиль белгіленуі	Ағынның шығу бұрышы, α_1, β_2 , град	Ағынның кіру бұрышы, α_0 , град	Оптималды қатыстық қадам, $t=t/b$	Мах саны, M_{1t}, M_{2t}	Профиль хордасы, b_1 , см
C-90-09 A	8-11	70-120	0,72-0,85	0,90-ға дейін	6,06
C-90-12 A	10-14	70-120	0,72-0,87	0,85-ке дейін	6,25
C-90-15 A	13-17	70-120	0,70-0,85	0,85-ке дейін	5,15
C-90-18 A	16-20	70-120	0,70-0,80	0,85-ке дейін	4,71
C-90-22 A	20-24	70-120	0,70-0,80	0,90-ға дейін	4,5
C-90-27 A	24-30	70-120	0,65-0,75	0,90-ға дейін	4,5
C-90-33 A	30-36	70-120	0,60-0,73	0,90-ға дейін	4,5
C-90-38 A	35-42	70-120	0,72-0,87	0,90-ға дейін	4,5
C-55-15 A	12-18	45-75	0,70-0,85	0,90-ға дейін	4,5
C-55-20A	17-23	45-75	0,60-0,75	0,90-ға дейін	4,5
C-45-25 A	21-28	35-65	0,52-0,70	0,90-ға дейін	4,58
C-60-30 A	27-34	45-85	0,60-0,70	0,90-ға дейін	3,46
C-65-20 A	17-23	45-85	0,50-0,67	0,90-ға дейін	4,5
C-70-25 A	22-28	55-90	0,72-0,87	0,90-ға дейін	4,5
C-90-12 Б	10-14	70-120	0,70-0,85	0,85-1,15	5,66
C-90-15 Б	13-17	70-120	0,58-0,68	0,85-1,15	5,2
C-90-12 В	10-14	70-120	0,55-0,65	1,4-1,8	4,09
C-90-15 В	13-17	70-120	0,60-0,75	1,4-1,7	4,2
P-23-14 A	12-16	20-30	0,60-0,70	0,95-ке дейін	2,59
P-26-17 A	15-19	23-35	0,58-0,68	0,95-ке дейін	2,57
P-30-21 A	19-24	25-40	0,55-0,65	0,90-ға дейін	2,56
P-35-25 A	22-28	30-50	0,45-0,58	0,85-ке дейін	2,54
P-46-29 A	25-32	44-60	0,43-0,55	0,85-ке дейін	2,56
P-60-33 A	30-36	47-65	0,41-0,51	0,85-ке дейін	2,56
P-60-38 A	35-42	55-75	0,60-0,75	0,85-ке дейін	2,61
P-23-14 Ак	12-16	20-30	0,60-0,70	0,95-ке дейін	2,59
P-26-17 Ак	15-19	23-45	0,57-0,65	0,95-ке дейін	2,57
P-27-17 Б	15-19	23-45	0,57-0,68	0,8-1,15	2,54
P-27-17 Бк	15-19	23-45	0,55-0,65	0,85-1,15	2,54
P-30-21 Б	19-24	25-40	0,55-0,65	0,85-1,10	2,01
P-35-25 Б	22-28	30-50	0,60-0,70	0,85-1,10	2,51
P-21-18 В	16-20	19-24	0,60-0,ю70	1,3-1,6	2,0
P-25-22 В	20-24	23-27	0,54-0,67	1,35-1,6	2,0

Ескерту: тордың мәні келесідей қабылданған: С-соплалы, Р-жұмыстық. Мысалы С-70-25 А. Мұндағы бастапқы екі сан ағынның кіру бұрышы, град; екінші екеуі ағынның шығу бұрышы, град;соңғы әріп ұсынылған жылдамдықтар аумағын көрсетеді (А-дыбыстыққа дейінгі, Б-дыбыстық маңайында, В-асқын дыбыстық).