

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТИ

Экономикалық энергетика қондырғылары кафедрасы

«БЕКІТЕМІН»

ЖЭЖТИ директоры

Бахтияр Б.Т. т.ғ.к. доценті
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« » 20 ж.
(қолы)

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі

Қайдарин А.А.

(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« » 20 ж.
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Атырау ЭЭӨ-ның газ тұрдыналық
қондырғыларының техника-экономикалық
негіздемесі

БВ 071700 Экономика мамандығы бойынша

Орындаған Елтаев Дархан ТЭСк-15-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші Сейрашева А.Б. ассистент
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кенесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша :

А.А. Овчинникова Сетелова М.Е.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

М.А. «23» 05 2019 ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

Б.Т.К., доц. Мусакеев М.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

М.А. «01» 06 2019 ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:

А.А. Овчинникова Байбекова В.О.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

В.В.В. «7» 06 2019 ж.
(қолы)

Пікір жазушы :

Сарсенбаев М.

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)

« » 20 ж.
(қолы)

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Алматы Энергетика және жылу техника институті
53071700 Алматы Энергетика мамандығы
Алматы Энергетика қорғармалары кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Елтаев Дархан
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Атырау ЖЭО-ның газ турбиналық қорғармаларының техника-экономикалық негізделісі
ректордың « » № бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: « » 20 ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

Атырау қамсыздату жылу электр орталығына берілген бастапқы деректер, екі бұ қарама АТБЗ-220-100 ГМ өнімділігі 220 т/сағ және АТБЗ-120-100 ГМ өнімділігі 120 т/сағ және бір турбогенератор ПТ-60-90/13 1113 типті өнімділігі 60 МВт және бір бұ турбинасы Т-45/53/-90 өнімділігі 45 МВт орнатылған.

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:

1. Кіріспе
2. Атырау ЖЭО-ның жалпы мәліметі
3. Газ турбинасы
4. АТБЗ-айналымы тек генераторы
5. Табырақ асырған қарама
6. Энергетикалық ГТК-ның негізгі есебі
7. Өмір-тіршілік қауіпсіздік бөлімі
8. Экономикалық бөлімі

Андатпа

Берілген дипломдық жобада Атырау Жылуэлектр орталығының жаңартылуы қарастырылған. Жұмыс кезінде SGT– 800 типті газ турбиналық қондырғы мен жағусыз пайдаға асыру қазанын орнаттық.

Экономикалық бөлімінде тиімділікті жылдам арттыруға мүмкіндік беретін, экологиялық таза қор үнемдеуші технологияларды пайдаланып, зиянды қалдықтарды азайтып және күрделі қаржылық салымдарды қысқарту жұмыстары алға қойылды.

Өмір тіршілік қауіпсіздік бөлімі - адамның өмір сүру ортасы мен денсаулығына зиянды әсер ететін объектілер мен өндірістердің айналасындағы аумақты қарастырдық.

Дипломдық жобаның басты мақсаты, жалпы шығындарды азайтып, пайданың мөлшерін көбейту болып табылады.

Аннотация

В данном дипломном проекте предусмотрена реконструкция Атырауского теплоэлектроцентрали.

В процессе работы была установлена газотурбинная установка типа SGT-800 и котел утилизатор.

В экономической части поставлена работа по сокращению капитальных вложений и снижению вредных выбросов с использованием экологически чистых ресурсосберегающих технологий, позволяющих быстро повысить эффективность.

В разделе безопасности жизнедеятельности мы предусмотрели территорию вокруг объектов и производств, оказывающих вредное воздействие на среду обитания и здоровье человека.

Основной целью дипломного проекта является снижение общих затрат и увеличение прибыли.

Annotation

This diploma project provides for the reconstruction of Atyrau thermal power plant.

In the process of work, a gas turbine unit of the SGT-800 type and a boiler utilizer were installed.

In the economic part, work has been done to reduce capital investments and reduce harmful emissions using environmentally friendly resource-saving technologies that can quickly improve efficiency.

In the section of life safety, we have provided the area around the facilities and industries that have a harmful impact on the environment and human health.

The main goal of the diploma project is to reduce total costs and increase profits.

Мазмұны

Кіріспе.....	7
1 Атырау ЖЭО жайлы жалпы мәлімет	8
1.1 Атырау ЖЭО негізгі қондырғыларының сипаттамасы.....	8
1.2 Негізгі бу құбырлары, ТБСҚ және БСҚ.....	9
1.3 ЖЭО орнатылатын негізгі қондырғы.....	10
1.4 Газ турбинасы.....	11
1.4.1 Құрылымның ерекшеліктері.....	11
1.4.2 Турбинаның бөлігі және сипаттамасы.....	12
1.4.3 АМС айнымалы ток генераторы.....	14
1.5 Пайдаға асыру қазаны бар газ турбиналық қондырғысының жылулық сұлбасы.....	15
1.6 Пайдаға асырғыш қазан.....	16
1.7 Жылу көзіндегі бу-сулы теңгерім.....	18
2 Энергетикалық ГТҚ-ның жылулық есебі.....	22
2.1 Энергетикалық ГТҚ-ның жылу сызбасын есептеу.....	22
2.2 ГТҚ энергетикалық көрсеткішінің есебі.....	33
2.2.1 Өнеркәсіптік-жылыту ГТҚ-ЖЭО энергетикалық көрсеткіштерін анықтау.....	33
2.3 ГВТО жылулық есебі.....	36
3 Өмір тіршілік қауіпсіздік бөлімі.....	43
3.1 Ауадағы зиянды қалдықтардың таралуын есептеу және санитарлық қорғау аумағының класын таңдау.....	43
3.2 Қорғаныс аймағын есептеу.....	45
3.3 Максималды концентрацияның таралу аралығын анықтау.....	47
3.4 Әр түрлі аралықтағы жердік концентрацияны анықтап және L_0 -ді табу.....	48
4 Экономикалық бөлім.....	55
4.1 Энергетикалық ГТҚ-ның жылулық есебі.....	55
4.2 Пайданың ішкі нормаларын IRR есептеу әдісі.....	63
4.3 Инвестицияның өтелу мерзімін PP есептеу.....	64
Қорытынды.....	66
Пайдаланылған әдебиеттер.....	67

Кіріспе

Қазіргі заманғы энергетиканы дамыту есептеу техникасы құралдарын және автоматты басқару құралдарын кеңінен пайдалана отырып, құрамдастырылған үлгідегі жылу есептегіштерін енгізуге бағыттталатын болады. Қуаттардың өсуі және бастапқы көрсеткіштердің өсуі жылу схемаларының, автоматты басқару және қорғау жүйелерінің, илемдеу стандартын басқару және бақылау схемаларының күрделенуіне әкеледі.

Елдің қалыпты дамуы өнеркәсіптің, көліктің, ауыл шаруашылығы мен тұрмыстың белгілі бір деңгейінде үздіксіз және қажетті энергиямен жабдықтауды талап етеді.

Елдің қалыпты дамуы өнеркәсіптің, көліктің, ауыл шаруашылығы мен тұрмыстың белгілі бір деңгейінде үздіксіз және қажетті энергиямен жабдықтауды талап етеді.

Жылу электр станциялары негізінен отын түрлерін: көмір, өңделген мұнай, табиғи газ, шымтезек, жанғыш қосылыстар жағу кезінде алынатын энергияны пайдаланады.

Жылу электр станциялары жиі бу электр станциялары болып табылады. Қазіргі уақытта энергетикаға газ және сұйық отынмен жұмыс істейтін газ турбиналары енгізілуде.

Отын-энергетика кешенін жаңғырту мен дамытудың зор болашағы бар. Энергия сыйымдылығын одан әрі дамыту және электр энергиясы өндірісінің өсуі, электр станцияларын қайта жаңарту, энергия үнемдейтін жабдықтар мен технологияларды енгізу, экономиканың барлық салаларын тұрақты энергиямен жабдықтауды қамтамасыз ету перспективалары.

1 Атырау ЖЭО жайлы жалпы мәлімет

1.1 Атырау ЖЭО негізгі қондырғыларының сипаттамасы

"Атырау ЖЭО" акционерлік қоғам, электр қуаты 215 МВт және жылу қуаты 526 Гкал/сағ. Жылу энергиясы мұнай өндіру, мұнай өңдеу өнеркәсібі мен қаланың тұрғын үй ғимараттарымен қамтамасыз етіледі.

Атырау теплоэлектростанциясы өзгертілген үш:

-1963-1964 жылдары бірінші бу қазандығында қуаты 120 т / сағ болатын 2х-120-100 ГМ және өнімділігі 12х-12-90 типті екі турбогенератор орналастырылды;

- екіншіден, 1966-1970 жылдары қуаты 5хбкз – 160 -100 ГМ 160 т/сағ болатын бес бу қазандығы және қуаттылығы 25 МВт болатын КТЖ 2хпт-25-90/10 типті екі турбогенератор және ПТ-60-90/13 ЛМЗ бір бу турбины орнатылды;

- үшіншіден, 1974-1985 жылдары қуаты 220 т/сағ 2хбкз–220-100 ГМ және қуаты 120 т/сағ 2хбкз – 120 – 100 ГМ және қуаты 60 МВт ПТ-60-90/13 ЛМЗ типті бір турбогенератор және қуаты 45 МВт Т-45/53/-90 бір бу турбины орналастырылған;

1968 жылы Атырау қаласының орталық жылу жүйесі басталды. 1991-1995 жылдары Атырау ЖЭО қазандық қондырғылары газ отынымен жағуға ауыстырылды, атап айтқанда: атмосфераға ластаушы заттардың ұшу санын 3 есе төмендету.

1997 жылдан бастап ЖЭО-да қуаты 120 МВт (100 Гкал/сағ) аудандық жылу қазандығы іске қосылды. Қосудың мақсаты Атырау қаласының оң жағалауын жылумен және ыстық сумен қамтамасыз ету болды.

Отынның негізгі қоры-ортаазиялық және тең жан-жақты табиғи газ.

Орталық жылыту жүйесі жеткілікті дамыған. Жұмыс магистральдық жылу желілерін басталды 45 жыл бұрын. Трасса жер асты темір бетонды арнада орналасқан. Жылу желісінің торабын салу тәсілі жер үсті тіректерінде немесе жер асты – өтпейтін арналарда жүзеге асырылады. Жабындарда қала орталығында салынған жер асты жылу желілері салынған. Температуралық деформацияларды компенсациялау П-тәрізді, сондай-ақ П-тәрізді тракт бұрылыс бұрышында тығыздау және тежелу жолымен жүзеге асырылады. Жылумен жабдықтауды реттеудің температуралық кестесі 110-70 °С.



1 сурет – Атырау ЖЭО

1.2 Негізгі бу құбырлары, ТБСҚ және БСҚ

1 кесте - Бу құбырлары, қатты қалдықтар және ТБСҚ және БСҚ бойынша негізгі деректер

Құрылғы атауы	Жұмыс ортасының параметрлері (қызғаныш жұп)		Материал түрі (болат маркасы)
	қысым, кгс/см ²	температура, °С	
Қазандардың негізгі бу құбырлары			
1-ші кезек	100	540	ст.12ХМФ
2-ші кезек	100	540	ст.12Х ₁ МФ
ТБСҚ және БСҚ			
ТБСҚ	100/13	540/260	ст.12ХМФ
БСҚ	100/13	540/260	ст.12Х ₁ МФ

1.2 кесте - Жылу және өндірістік зарядтардың бу құбырлары туралы негізгі мәліметтер

Құрылғы атауы	Жұмыстық ортасының параметрлері (бу)		Материал түрлері (болат маркасы)
	қысымы, кгс/см ²	температурасы, °С	
Жылуландыру бу құбыры	0,7÷2,5	-	Ст.20

1.2 кесте - жалғасы

Өндірістік бу құбыры	8÷13	250÷300	Ст.20
----------------------	------	---------	-------

1.3 ЖЭО орнатылатын негізгі қондырғы

Атырау облысы Қазақстанда барлық салаларда қарқынды дамып келеді. Біздің көз алдымызда жаңа балабақшалар, мектептер мен ауруханалар, спорттық және мәдени нысандар салынууда. Жаңа мұнай құбырлары, газ құбырлары, су жолдары, жылу желілері салынууда. Осының барлығы Атырау облысында жылу мен электр энергиясын тұтынудың жылдам өсуіне алып келеді. Бірінші кезекте жаңа ашық мұнай кен орындары мен құрылыс зауыттары, қосымша энергия ресурстарын пайдалануға беру, сондай-ақ басқа да өнеркәсіптік объектілер талап етіледі.

Облыс орталықтарында, жүздеген жаңа үйлер салынып жатқан аудандарда электр энергиясын тұтыну өсуде. Жалпы алғанда, елдегі электр энергиясының орташа жылдық өсімі 5-6%-ды, Атырау облысында 8-9% - ды құрайды.

IV - кезеңде қосымша қуаттарды енгізу, сондай-ақ I - кезеңді қайта жаңартуды ұйымдастыру жоспарланып отыр.

Атырау облысындағы күрделі экологиялық жағдайды ескере отырып, ЖЭО-ны кеңейту мен қайта жаңартудың жаңа бағыттары. Экологиялық таза ресурс үнемдеуші технологияларды пайдалану, экономикалық тиімділікті жылдам арттыруға мүмкіндік беретін зиянды шығарындыларды қысқарту және күрделі салымдарды қысқарту бойынша жұмыс алға қойылып жатыр.

Бұл жобада келесі құрылғыларды орнату ұсынылады:

SGT газ турбинасының бір түрі-800-50 қуатын 50 МВт;

- "ЗиО-Подольский машина жасау зауыты" жағусыз пайдаға асыру қазаны ПАҚ, өнімділігі 105 т/сағ;

- ГТУ қазандығының блогын басқару қалқаны және рециркуляция.

Электр энергиясын беру станция мен авариялық автоматика жүйесінің жұмыс режимдерінің жаңа талаптары қатыспай, қолданыстағы 110 кВ желілерінің схемасы бойынша жүзеге асырылады.

Осы тұжырымдаманы іске асыру үшін негізгі жабдықтар мен балама объектілерді жеткізушілердің ұсыныстары пайдаланылды.

Атырау облысының жылу электр станцияларын кеңейту және қайта құру үшін негізгі жабдықтың түрі, қуаты және параметрлері анықталды:

- әртүрлі режимдер үшін есептік жылу жүктемелерін толтыру;

- жұмыс істеп тұрған кәсіпорын жағдайында 9,8 МПа қысыммен, 540С температурамен ЖЭО қайта жаңартуды жүзеге асыру және кеңейту кезінде үздіксіз жылумен жабдықтауды қамтамасыз ету үшін қондырғының бу параметрлерін сақтау;

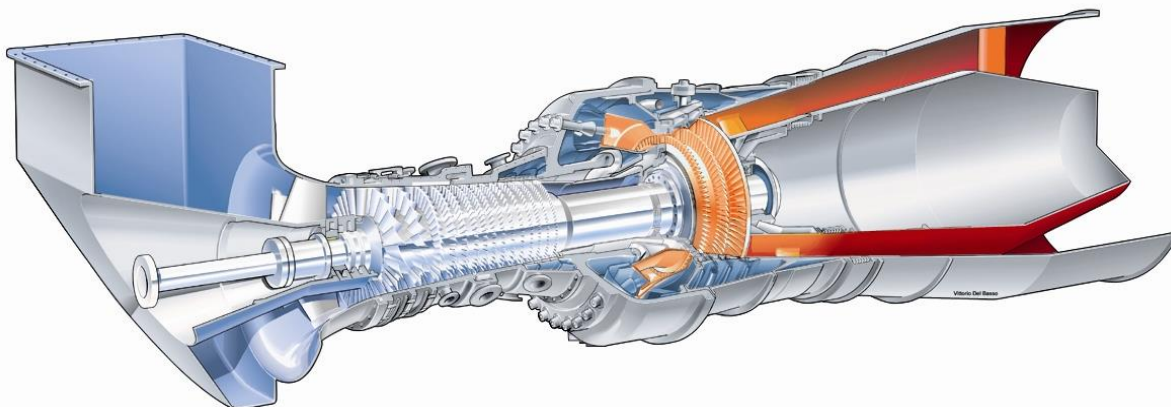
- қондырғының негізгі Корпусы мен бөліктерінің өлшемдері;

- заманауи тиімді технологиялар мен жабдықтарды пайдалану;
- кепілді қондырғыларда және жыл бойы газдың қажетті мөлшерін пайдалана отырып, ең жоғары қысқы кезеңде қолда бар отын.

1.4 Газ турбиасы

SGT-800 бөлшектердің ең аз санымен бір осьтік схемамен жасалған терминалды құрылымнан тұрады. Компрессордың роторы және бұрандамалармен бекітілген үш сатылы турбиналық модуль өздігінен тоқтайтын екі гидродинамикалық иінтіректерде бекітілген біртекті білікті құрайды [5].

Генератор газ турбиасының "суық" жағынан қозғалысқа келтіріледі, бұл шығу жолының құрылымын жеңілдетеді және оңтайландырады. Модульдік құрылым, бөлшектердің аз саны, компоненттердің ұзақ қызмет ету мерзімі және техникалық қызмет көрсетуге жеңіл қол жеткізу ұзақ мерзімді аралық жөндеу объектілері мен техникалық қызмет көрсетуге арналған төмен шығындарға кепілдік береді.



2 сурет - SGT-800

1.4.1 Құрылымының ерекшеліктері

Компрессор

Дыбыс жылдамдығына тең өлшем бойынша компрессордың ең заманауи аэродинамикалық құрылымы бар. Компрессордың 15 сатысы бар және жоғары тиімділікке қол жеткізу үшін диффузиялық аэродинамикалық бетпен басқарылатын технологияны пайдаланады (басқарылатын диффузиялық аэродинамикалық беттер-CDA).

Алғашқы үш кезең айнымалы геометрияға ие. Қалақ бөлшектеріндегі ағындарды азайту үшін 4-тен 15-ке дейін кезең-кезеңімен алынатын Шығыс тығыздағыштары пайдаланылады [2].

11 және 15-қадамдарда қалақтар ең қысқа болып табылатын жоғары қысымды бөлшектердің бағыттамалы қалақтарын ұстаушы төмен коэффициентпен ыстыққа төзімді материалдан жасалған, бұл саңылауды ең аз мәнде ұстап тұруға мүмкіндік береді.

Компрессордың роторы дискілерден жасалған, ол SGT-600 газ турбинасының роторлы компрессоры үшін көп жылдар бойы пайдаланылатын және ең аз діріл мен жұмыстың жоғары сенімділігін қамтамасыз ететін сенімді технологияны көрсетті [4].

Турбинаның ыстық бөліктерін суыту үшін ауа 3, 5, 8, 10 және 15 компрессор сатыларынан алынады.

Қауіпті қалдықтарды құрғақ көшірумен үшінші буынның төменгі тастандысының жану камерасы (DLE)

Жану камерасы-сақиналы типті, табақты металдан жасалған дәнекерленген конструкциясы бар. Жану камерасының ішкі беті және алдыңғы панелі жылу оқшаулағыш жабыны бар, ол жылу беру деңгейін төмендетеді және жану камерасының қызмет ету мерзімін арттырады. Бұл құрылым көп жылдар бойы компания әзірлеген газ турбиналарында қолданылады.

Қазіргі уақытта нарықтың көптеген сегменттері экологиялық нормаларды қатаң сақтауды және жаңа өңірлерге тарала отырып, осы мәселелердің маңыздылығын түсінуді талап етеді. Компания стратегиялық экологиялық міндеттемелердің маңыздылығын мойындайды және газ турбиналарының зиянды шығарындыларын таратуда бірінші орынды алады. 1990 жылы, компания қауіпті қалдықтарды құрғақ жеткізумен DLE төмен сәулелену жану жүйесін іске қосты.

Жану камерасында Siemens өндірісінің 30 DLE 3-ші буынды төмен эмиссиялы жанарғылар орнатылған. Бұл пештерді SGT-800 үшін пайдаланған кезде NO_x қалдықтары табиғи газбен жұмыс істегенде 15 ppm (15% O₂) және 42 ppm (15% O₂) суды және буды шашыратпай сұйық отынмен жұмыс істеген кезде құрайды [13].

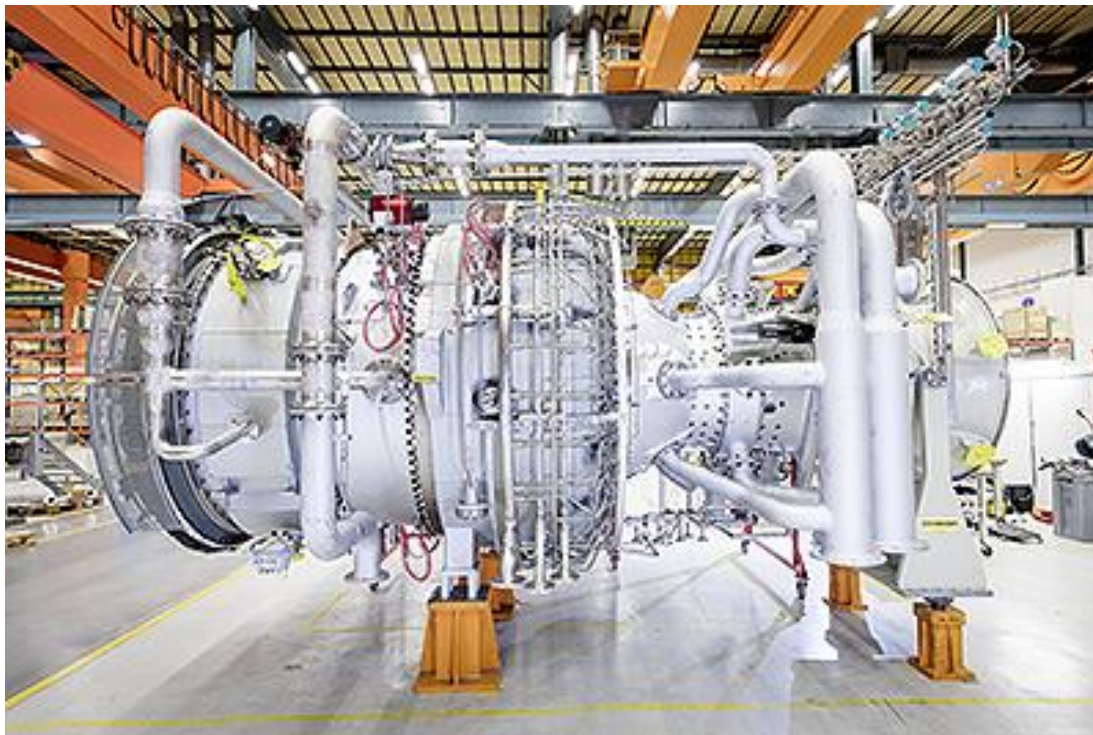
1.4.2 Турбинаның бөлігі және сипаттамасы

Турбинаның үш сатысына қызмет көрсетуді оңтайландыру үшін компрессор білігіне қосылатын іске қосылған болттарға қосылған бірыңғай модульмен тозады.

Турбинаның ұзындығы үш өлшемді үлгімен есептелетін жақсартылған ағынды бөлігі бар. Бірінші, екінші және үшінші сатылар радиалды байланыс тесігінің енін азайту үшін цилиндрлік рамаға ие [4].

Siemens компаниясы бірінші және екінші сатылардың жұмыс және бағыттаушы қалақтары қолданылады, өзге ГТҚ суыту арқылы басқа технологиялары қабылдайды. Бірінші сатының жұмыс қалақтары беріктігі мен қорын арттыруға мүмкіндік беретін монокристалды материалдардан жасалған.

Турбинаның статор фланецінің білігі саңылаудың енін азайту және тиімділікті арттыру үшін сығымдағыштарда ауамен салқындатылады.



3 сурет – SGT-800

Генератор жетегінің схемасы суық Тараптың пайдалану сипаттамаларын жақсарту үшін орнатылатын диффузордың өндірістік бөлігін оңтайландыруға мүмкіндік береді. Агрегаттық және жылу циклдерінде жұмыс істеу кезінде шығындарды азайту мақсатында диффузор пайдасына іске қосу қазанын дайындауға басты назар аударылады.

Қондырғы шу деңгейін жасайды - 85 дБА 1 м және жер деңгейінен 1,5 м артық емес [4].

1.3 кесте - турбина сипаттамалары

Турбинаның электр қуаты	50 МВт
Егер пайдалы әрекет болса	45%
Жылу тұтыну	9720 кДж/кВт-сағ
Қысымның жоғарылау дәрежесі	19, 3:1
Пайдаланылған газдардың ағыны	130 кг/с
Пайдаланылған газдардың температурасы	538 С
Қуатты турбинаның айналу жиілігі	6608 айн/мин
Талап етілетін газ қысымы	27 бар

1.4.3 AMS айнымалы ток генераторы

Бұл генератор Siemens SGT-500, SGT-600, SGT-700, SGT-800 деген сияқты газ турбиналы қондырғыларға арналған. AMS айнымалы ток генераторы ABB компаниясы жасаған айқын полюстері бар, 4 полюсті синхронды генератор болып табылады.

AMS типті генераторлар ЖЭО ГТҚ үшін және теңіз платформаларында пайдалану үшін де дайындалады.

Конструкциялау кезінде жоғары механикалық тұрақтылығы бар электр машинасын құруға басты назар аударады. Машина рамасының арнайы қорапты конструкциясы орамдары бар статикалық бөлік тікелей іргетасқа тіреледі, сондықтан барлық статикалық және динамикалық жүктемелер тікелей соған беріледі.

Подшипниктер орталықтары арасындағы аз қашықтық және подшипниктер ортасында орналасқан қатты подшипниктер сияқты конструктивтік ерекшеліктер кешені діріл деңгейін минимумға дейін төмендетеді. Көлденең ажыратқышы бар дәстүрлі сырғанау подшипниктері қолданылған. Подшипниктердің ішпектері оңай алмастырылады [13]. Подшипниктер майлануды талап етеді, ол май жүйесі ГТҚ қамтамасыз етіледі.

Ең жоғары сенімділікті қамтамасыз ету үшін толық жиналған статор вакуумдық сіңірілуге жатады. Вакуумдық сіндіру статордың жоғары қаттылығы мен тұрақтылығын қамтамасыз етеді.

Статор орамаларын оқшаулау MICADUR[®] Compact System технологиясы бойынша орындалған. Оқшаулаудың бұл жүйесі әрбір орамда Корон разрядынан қорғаныспен жабдықталған, бұл оның машинада пайда болмауын бақылайды.

Ротордың жиілік айналуы бірінші көлденең критикалық жиіліктен едәуір төмен (үлкен қоры бар). Ротор қатты полюсті пластинасы бар айқын полюсті конструкцияға ие, ол да ораманың демпфирлеуші элементі болып табылады. Мұндай конструкцияның роторлары үшін жоғары жылу сыйымдылығы тән. Ротор крестовинасы бірыңғай Болат соғудан жасалған. Мұндай дизайн өте сенімді және жоғары механикалық қаттылығы бар.

Генератор ішіндегі ауа айналымын екі жағынан білікке отырғызылған екі қанатша қамтамасыз етеді.

Генератордың ашық салқындату жүйесі бар. Салқындатқыш ауа сүзгі арқылы ауа қорабымен сырттан беріледі. Қажет болса, су-әуе немесе ауа-ауамен салқындатудың толық жабық жүйесін орнатуға болады. Мұндай генераторлар қауіпті аймақтарда орнату үшін қолданады [4].

1.4 кесте - техникалық деректер:

Есептік кернеу	11 кВ
Номиналды жиілігі	50 Гц
Өнеркәсіптік жиіліктің төзімділігі	28 кВ

1.4 кесте - жалғасы

Көш. ағымдағы шоттар.	1 с-50 кА
Қысқа мерзімді шыңы	125 кА есептік тогы
Қорғау дәрежесі	IP54



4 сурет - ABB AMS 1250

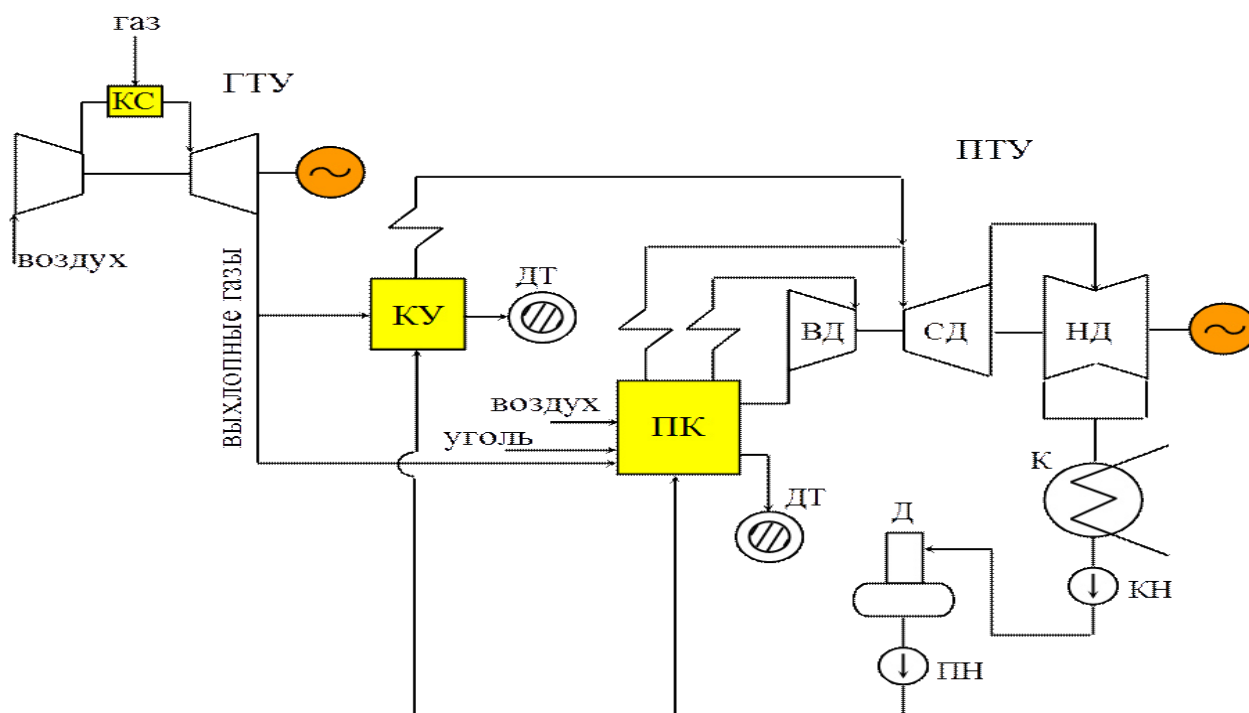
1.5 Пайдаға асыру қазаны бар газ турбиналық қондырғысының жылулық сұлбасы

Газ турбинының шыққан газдарының жылу қазандығында 1,51 МПа қысым және 295 °С температура кезінде Өнеркәсіптік буды алу үшін қолданылады. Қазандық-утилизаторлар бу коллекторынан шекті желілік жылытқыштарға және өндіріске берілген негізгі корпусстың тиісті коллекторына қосылған өндірістік бу коллекторына қосылады.

Өндірістегі Конденсат, жылу алмастырғыштағы конденсат және қоректік химиялық тазартылған қыздырылған су атмосфералық деаэраторларда сусыздандырылады. Деаэратор бар бу коллекторының 0,12 МПа алады. Деаэратор бу мен су үшін ауыстырып қосқышы бар. 105 °С температурадағы қоректік су КР экономайзеріне беріледі [2].

Үздіксіз үрлеу детандер үздіксіз үрлеу (ҮҮК) буландырғыш блогына салқындатусыз жіберілгеннен кейін, ҮҮК бу 0,12 МПа бу жинағына кіреді.

Газ-су жылу алмасу желісінде газдарды суыту үшін қазандықтың шығуында су жылу алмастырғыштар (ГТҚС) орнатылған, онда бұрын жылу желісін қоректендірген су жылу алмастырғыштар су алын орнатылған.



5 сурет - Пайдаға асыру қазан және ГТҚ сұлбасы

1.6 Пайдаға асырғыш қазан

Газ турбинасынан кейін пайдаланылған газдардың жылуын кәдеге жарату үшін "Подольский машина жасау зауыты" ААҚ кәдеге жаратудың көлденең қазандары пайдаланылады. Мүмкін болғанына байланысты, қазандықтарда 1,5 МПа қысымы және 295°C температурасы бар газ жылу алмастырғыштары орнатылуы қажет, бұл қазандықтарда газ жылу алмастырғыштарын орнату арқылы жылыту үшін ыстық су алуға мүмкіндік береді. оның жылуы арнайы жылуалмастырғышта алынатын тұйық контурға қосылады.

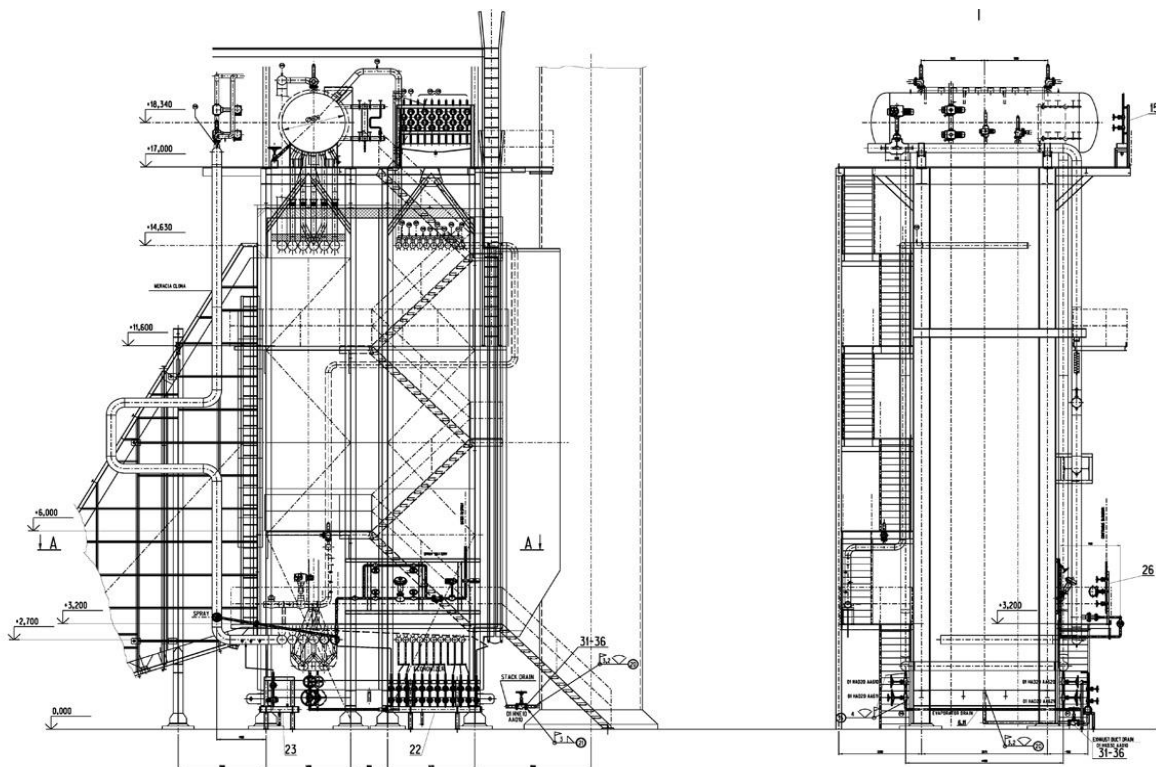
Әрбір қазандықтан кейін газ өткізбейтін қақпақтың және жөнделген Қақпаның шуын ажыратуға арналған құрылғы қарастырылған [5].

Орамдық металл конструкциясы арқылы кәдеге жарату Каркада ілінеді. Пак қаңқасының металл конструкцияларының элементтері беріктігі жоғары болтты қосылыстардың көмегімен монтаждау кезінде өзара жалғанған.

ПАҚ-дан ауаға шығатын газдарды бөлу автономды түтін құбыры арқылы жүргізіледі.

Жүктеменің өзгеруі отын шығынының өзгеруімен және ГТҚ-дағы ауаның өзгеруімен болады. Бұл ПАО кірісінде газдың температурасы мен шығынын өзгертеді.

Көлденең шағын боилер пайдалану тікелей ағынымен салыстырғанда келесі артықшылықтарға ие:



6 сурет - Пайдаға асыру қазаны

- газ жолының аз аэродинамикалық кедергісі;
- айналмалы сорғылар болмайды, бұл қазандықтың жинақталуы мен жинақталуын жеңілдетеді, ЖЭО-ның өз қажеттіліктері үшін электр энергиясының шығынын төмендетеді;
- қазандықтарды жөндеу және монтаждау үшін кран қондырғыларын пайдалану мүмкіндігі.

Кәдеге жарату қазандығының конструкциясы қыздыру беті мен құбыржолдарын дренаждауды, сондай-ақ оларды іске қосу және химиялық және ылғалды жуу мен консервациялау арқылы қызмет көрсету мүмкіндігін көздейді [2].

ПАҚ құрылымы

ПАҚ конструкциясы оның жекелеген бөлшектері мен элементтерін механикалық жөндеу үшін жағдайларды қамтамасыз етеді.

Құрылымы тазартқыш қазанының қамтамасыз етеді:

- суық күйден ПАҚ ең аз іске қосу уақыты;
- ПАҚ жобалау кезінде мынадай ішкі факторлар ескеріледі
 - ПАҚ үй-жайда орнатылады;
 - ГОСТ 15150 бойынша климаттық орындау;
 - Орналастыру санаты 4 (негізгі құбырдан шығып тұратын құбырларды қоспағанда));
 - сейсмикалық станцияның ауданы-MSK-64 шкаласы бойынша аз кемінде 6 балл;

2-ші кесте - "қазанның техникалық сипаттамасы" 1-ші кестеде келтірілген.

1.5 кесте – пайдаға асырғыш қазанның техникалық сипаттамасы

Атауы	ГТҚ жүктемесі					
	100 %			50 %		
Қоректік судың температурасы, °С	105			105		
Сыртқы ауа температурасы, °С	-20/-30	0	+20	-20/30	0	+20
Газ кірісіндегі температура, °С	510	519	526	432	444	458
Кіріс газының шығысы, кг/сағ	196	186	173	150	142	133
Будың өнімділігі, т/сағ	105	103	97,7	61,2	60,9	60,2
Бу кірісінде Температура, °С	292	294	297	285	289	293
Қазандықтан кейінгі Бу қысымы, МПа	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Пайдаланылған газдардың температурасы, °С	101	99	97	100	97	94
Аэродинамикалық кедергі, ПА	1480	1340	1180	888	806	718
ГВТО кіреберісіндегі газдардың температурасы, °С	159	157	155	164	161	159
ГВТО арқылы су ағыны, т/сағ	199	199	199	199	199	199
ГВТО кіру / шығу температурасы, °С	70/121	70/118	70/115	70/126	70/121	70/117

1.7 Жылу көзіндегі бу-сулы теңгерім

Негізгі қондырғының Бірыңғай қуатын таңдау жылу көзінің дайындалған бу-су теңгерімі негізінде жүзеге асырылады, бұл бу генераторларының энергия тұтынуын анықтауға, электр қондырғысына түсетін энергияны өндіретін қондырғылардың тиімділігін тексеруге, қажетті жоғары қуатты анықтауға, сондай-ақ электр қондырғысына түсетін энергияны өндіретін жабдықтың тиімділігін тексеруге мүмкіндік береді. таңдалған

жүктеме режимдері сипаттаманың негізгі параметрлерін анықтауға мүмкіндік береді [11].

ЖЭО-ның жылу балансын есептеу сыртқы температураның бес типтік режимі үшін орындалған.

- жылыту үшін сыртқы ауаның есептік температурасына сәйкес максималды қыс. "Энергия үнемдеу және энергия тиімділігі туралы" Қазақстан Республикасы Заңының талаптарына сәйкес, сондай-ақ "энергия үнемдеу және энергия тиімділігі туралы" Қазақстан Республикасы Заңының және "энергия үнемдеу және энергия тиімділігі туралы" Қазақстан Республикасы Заңының талаптарына сәйкес, бұл жағдайда энергия шығындарын азайту жөнінде шаралар қабылдау қажет. Бұл режим үшін жылыту-желдету және технологиялық жүктемелер сағаттық ретінде қабылданады, ыстық сумен жабдықтау жүктемесі - аптасына орташа сағаттық (ең суық бес күндік температура-минус 24 ° С);

- тұтынушыларға жылу берудің 86% - ға дейін жол берілетін төмендеуін есепке ала отырып, авариялық режим (есептік-бақылау) (5.4 МСН т. 4.02-02-2004) сыртқы ауа температурасының жылыту жүйесін жобалау үшін есептік температура кезінде осы мақсатқа жылу жіберу. Бұл режим қазандықтардың бірі, ЖЭО-ның ең жоғары қуаты авариялық тоқтаған кезде есептеледі. Энергия жүйесімен байланысы бар электр станциялары үшін өндірісте электр энергиясын төмендетуге жол беріледі.

- жылдың ЕҢ СУЫҚ айында сыртқы ауаның орташа температурасы t_{nh} кезінде айдың ең суық температурасы. Бұл режим 1 – режим сияқты жылу көзінен зиянды заттардың ең жоғары бір реттік шығарындысы кезінде пайдаланылады және ыстық сумен жабдықтау жүктемесіне сәйкес келетін ең жоғары сағаттық технологиялық жүктемені, жылыту және желдету жүктемесін қамтамасыз етуді көздейді, ол аптасына орташа сағат (ең суық айдың орташа температурасы – минус 9,2 ° С.);

- Жылу беру кезеңінде сыртқы ауаның орташа температурасы кезінде. Осы режимде технологиялық жүктемелер жылыту кезеңінің бір сағаты үшін орташа, жылытуға және желдетуге жұмсалатын жылу шығындары-тиісінше, ыстық сумен жабдықтауға түсетін жүктеме-аптасына орташа сағат үшін қабылданады (жылыту кезеңінің орташа температурасы минус -3,6 ° С);

- Жазғы режим. Типографилорға технологиялық жүктеме терм сағат сайын орта есеппен генерацияланады, ыстық су-аптасына орташа сағат сайын.

Жылу көзінің бу-су балансын есептеу барлық режимдер мен төрт бөлікке параллель орындалады [11].

- сыртқы тұтынушыларға жылу энергиясын тұтынуды есептеу (Бу, ыстық су);

- жылу көзінің өзіндік мұқтаждықтары үшін жылу энергиясын тұтынуды есептеу;

- жалпы талап етілетін жылу өндіру есебі (бу, ыстық су);

- жылу көздерінің бу-су балансын жасау.

1.5.1 кесте - Желілік судағы сағаттық жылу жіберілімін анықтауға арналған формула

Желілік судағы жылу жүктемесі, Гкал/сағ	Режим			
	1	2	3,4	5
Жылыту және желдету жылу жүктемесі $Q_{ов}$	$Q_{ов}$ (бастапқы мәліметтерде беріледі)	$0,86 Q_{ов}$	$Q \frac{t_{вн}-t_i}{t_{вн}-t_0^{ов}}$	0
Ыстық сумен жабдықтаудың орташа сағаттық жүктеме $Q_{св}$	$Q_{св}$ (бастапқы мәліметтерде беріледі)	$Q_{св}$	$Q_{св}$	$Q_{св} \frac{55-t_x^п}{55-t_x}$

1.5.1 кестені:

t_0 – жылытуды жобалаудың сыртқы ауасының есептік температурасы, °С;

t_i - қаралатын режим үшін сыртқы ауаның температурасы, 0С;

t_x , $t_x^п$ - жылу беру кезеңінде (50С тең қабылданған мәндер болмаған жағдайда) және қыздырылған емес кезеңде (150С тең қабылданған Жер беті көздері үшін, 5-70С тең қабылданған Жер асты көздері үшін мәндер болмаған кезде) суық (су құбыры) судың температурасы.

БПҚ бастапқы жұбының шығысы мынадай формула бойынша анықталады:

$$D_{роу} = D_{ред} \frac{h_{ред} - h_{пв}}{h^I \eta_{роу} - h_{пв}}; \quad (1.1)$$

мұнда h^I , $h_{ред}$, -бастапқы будың энтальпиясы және ұсталған, тиісінше, бастапқы және ұсталған будың қысымы мен температурасымен анықталады, кДж / кг;

$h_{пв}$ – бу ағысын салқындету үшін пайдаланылатын қазандықтардың қоректік суының энтальпиясы;

$\eta_{роу}$ – қоршаған ортадағы қондырғының жылу шығындарын ескеретін коэффициент, әдетте 0,98 тең деп қабылданады;

$D_{ред}$ – келесі буға қажетті шығын, т/сағ.

Мазутты қыздыруға арналған бу шығысы мына формула бойынша анықталады: мазутты жағу және сақтау үшін:

$$D_{мх} = D_{пк} d_{мх}; \quad (1.2)$$

мұнда $d_{\text{мх}} = 0,025$ т/т - бу қазандықтарына арналған мазуттың үлестік жылу шығыны.

Жылытқыштың, мазуттың қазандығында жұмыс істейтін $d_{\text{кф}}$, т/сағ ауаны қыздыруға арналған бу шығысы мына формула бойынша анықталады:

$$D_{\text{кф}} = d_{\text{кф}} D_{\text{к}}; \quad (1.3)$$

Мұндағы $d_{\text{кф}}$ - бу қазандарының жылытқышына жұмсалатын жылудың үлестік шығыны 2-кестеде келтірілген.

1.5.2 кесте - Қарастырылып отырған режимдерге байланысты қазандық жылытқышының меншікті жылу шығындары

Режимі	1, 2	3	4	5
$d_{\text{кф}}$, т/т	0,047	0,036	0,032	0,022

Атырау қаласы Қазақстан Республикасының батыс аймағында орналасқан, Ақ-Жайық өзенінің жағалауында оңтайлы экономикалық-географиялық орналасуы бар. Қазіргі уақытта Атырау қаласы аталған аймақтың әкімшілік, саяси және мәдени орталығы болып табылады.

Өңірдің климаты континентальды, жаздың созылмалы ыстық және жеңіл қармен және қыста желмен сипатталады. ҚР ҚНЖЕ 2.04-21-2004 тиісті қала сыртқы ауаның келесі температурасымен сипатталады [1]:

1.6 кесте - Жылу көзіндегі бу-сулы теңгерім мәндері

Жылдық ауа температурасы	8,9°C
қыста көрсеткіштердің абсолюттік минимумы	- 38°C
жазғы кезеңде абсолютті максимум	+ 46°C
ең суық бес күндік орташа (жылыту үшін есептік температура)	- 26°C
ең суық кезеңнің орташа температурасы (желдету үшін есептік температура)	- 12°C
Ең суық ай үшін орташа көрсеткіш (қаңтар)	- 9,2°C
жылу беру кезеңінде орташа	- 3,5°C
Жылыту кезеңі 177 күнге дейін-4160 сағат)	

2 Энергетикалық ГТҚ-ның жылулық есебі

2.1 Энергетикалық ГТҚ-ның жылу сызбасын есептеу

ГТҚ-ның жылу сұлбасын есептеу мақсаты жұмыс сұйықтығын, отын шығынын және қондырғылардың энергетикалық сипаттамаларын анықтау болып табылады.

Есептеу үшін бастапқы деректер: есеп беру тәртібінде ЖКД негізгі көрсеткіштері:

1. Жалпы ережелер дала жағдайында ауа параметрлері: $T_{ОНВ}=28\text{К}$, $P_{ОНВ}=0,1013\text{МПа}$.

2. Негізгі отын-мынадай сипаттамалары бар табиғи газ:

- қыздыру қасиеттері $Q_H^P=49190\text{кДж/кг}$;

- тығыздығы $P_T=0,722\text{кг/м}^3$;

- 1 кг отынды жағу үшін қажетті теориялық ауа саны, $L_0=16,62\text{кг/кг}$;

2 кесте - құрамы (көлемі бойынша %):

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	CO_2	N_2
98,9	0,13	0,01	0,08	0,87

3. ГТҚ $n_{0Ф}=103,33\text{ 1/с}$ роторының физикалық айналу жиілігі [6];

4. Физикалық тұтыну ауа өткізгішінің ауасын алу $G_{OK}=177\text{ кг/с}$ [6];

ГТҚ - ның тақ тәртібі:

- Дала жағдайындағы ауа көрсеткіштері: $T_{ОНВ}=26\text{К}$, $P_{ОНВ}=0,1013\text{МПа}$;

- Газ турбинасына түсетін газдың бастапқы температурасы $T_{HK}=1373\text{К}$

Осьтік компрессорлардағы жұмыс денесінің параметрлерін анықтау

1. Газ турбинасы роторының меншікті айналу жиілігін есепке ала отырып, жалпы ережелер:

$$\bar{n}_{IP} = \sqrt{\frac{T_{ОНВ}}{T_{НВ}}} \sqrt{\frac{28}{26}} = 1,0366 \quad (2.1)$$

2. Газ турбинасының айналу жиілігін ескере отырып, 1 / с:

$$n_{IP} = \bar{n}_{IP} n_{IP} = 107,1 \quad (2.2)$$

3. Компрессор арқылы ауа шығыны, кг / сағ:

$$\bar{G}_{\text{пр}} = 1,017 \cdot 177 = 180 \quad (2.3)$$

мұндағы $\bar{G}_{\text{пр}} = 1,017$ (құрылымдық сипаттамалары).

4. Сығымдағыштардағы қысымның жоғарылау дәрежесі:

$\pi_k = 15,7$ (құрылымдық сипаттамалар).

5. Компрессордың изоэнтропиялық пәк: $\eta_k = 0,853$.

6. Престің ағынды бөлігіне кіре берістегі ауа қысымы, МПа:

$$p_{\text{к.вх}} = 0,0008 - 0,0013 \quad (2.4)$$

ҚР компрессорына кіретін ағынның қысымы $p_{\text{к.вх}}$ мәні 0.0008-0.0013 МПа диапазонында қабылдануы мүмкін.

7. Ескерілмеген тәртіпте компрессор арқылы ауаның физикалық ағыны, кг/с:

$$G_{\text{физ}} = 177 \cdot 1,017 \cdot 1,0367 \cdot (0,1002/0,1003) = 186,6 \quad (2.5)$$

8. Одан әрі сығымдағыштарда ауаны қысудың нақты жұмысын табамыз және компрессордан кейін ауа температурасын табамыз. Бұл мәндерді есептеу жылудың орташа арифметикалық мәнін біртіндеп жақындату жолымен жүргізілуі мүмкін:

Алдымен жуықтаудың $T_{\text{кк}} = 655,6 \text{ К}$ деп қабылдаймыз.

9. Ауаның ортақ интегралдық жылу сыйымдылығы келесі формула бойынша анықталады, кДж/(кг·К):

$$c_{\text{ph}} = 0,9956 + 92,99 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273) \quad (2.6)$$

$T_{\text{нв}}$ жылыту кезіндегі ауаның жылу сыйымдылығы $c_{\text{phвх}} = 0,9951$ кДж/(кг·К).

$T_{\text{кк}}$ жылыту кезінде ауаның жылу сыйымдылығы $c_{\text{phвых}} = 1,031$ кДж/(кг·К) құрайды.

10. $T_{\text{нв}} \div T_{\text{кк}}$ температура диапазонында жылу сыйымдылығының орташа арифметикалық мәні:

$$c_{\text{pm}} = (c_{\text{ph вх}} + c_{\text{ph вых}}) / 2 \quad (2.7)$$

$$c_{\text{pm}} = 1,013 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

11. Сығымдағыштардағы ауаның салыстырмалы қысу жұмысы, кДж/к:

$$R_B = 0,287 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)} \quad (2.8)$$

мұнда R_B - ауаның газ кедергісі $R_B=0,287$ кДж/(кг·К).

12. Компрессордан кейінгі ауа температурасы, К:

$$T_{\text{КК}} = T_{\text{НВ}} \cdot \left[\frac{P_2}{P_1} \right]^{\frac{R_B}{C_p}} \quad (2.9)$$

13. Баспадан кейінгі ауа қысымы МПа:

$$P_{\text{КК}} = 0,1002 \cdot 15,7 = 1,573. \quad (2.10)$$

14. Газ турбинасының жылу схемасында газ турбинасының ыстық газдары көп ауа жылытқыштың бөлшектерін ауамен салқындату қарастырылған, ол компрессордың ауа салқындауын болжайды бөлігінен және сартамані газ турбиналары ағынының бөлігі сонымен қатар жұмыс қалағы, ротор және статор бөлшектері салқындатылады. Бұл үшін салқындату жүйесінің барлық бөліктерінің жылу гидравликалық есептері жүргізіледі және келесілер анықталады.

- салқындатқыш ауаның қажетті мөлшері;

- компрессордың ағынды бөлігінен суыту үшін алынған және газ турбинасының тиісті бөліктеріне бағытталған ауаның қажетті қысымы.

SGT-800 конструкциясының жылу схемасында зауыт деректері негізінде салқындатуға арналған ауаны жинау компрессордың бесінші, тоғызыншы және соңғы он екінші сатыларынан кейін жүзеге асырылады [4].

Осы деректермен компрессордан жинау нүктелеріндегі ауаны есептейміз.

А) бесінші кезеңінен кейін ОК:

$$G_{\text{ОХЛ.5}} = 2,35 \text{ кг/с;}$$

$$\pi_5 = 7,6 \text{ – зауыттық мәліметтер.}$$

Тізбектей жақындау әдісі, яғни барлық ауа компрессорын есептеу үшін аналогты компрессордың бесінші сатысынан кейінгі температуралар және ауаны қысудың салыстырмалы жұмысын анықтау:

Бірінші жуықтауды алыңыз:

$$T_5 = 514,9 \text{ K},$$

$$c_{ph5} = 1,018 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$$

15. Температура диапазонында жылу сыйымдылығының орташа арифметикалық көлемі $T_{HB} \div T_5$, кДж/(кг·К):

$$c_{pm5} = (c_{ph\text{ вх}} + c_{ph5}) / 2, \quad (2.11)$$

$$c_{ph5} = 1,007.$$

16. Ауаны сығудың меншікті жұмысы, кДж / кг

$$L_{\text{ауаны сығудың меншікті жұмысы}} = 210,2. \quad (2.12)$$

17. Компрессордың бесінші сатысынан кейінгі ауа температурасы, к:

$$T_5 = T_{HB} \cdot \left[1 + \frac{\left(\frac{R}{C_p} \cdot \pi_5 - 1 \right)}{\eta_k} \right] = 513,7. \quad (2.13)$$

Б) Орталық Комитет жұмысының тоғызыншы кезеңінен кейін:

$$G_{\text{охл.9}} = 5 \text{ кг/с};$$

$$\pi_9 = 10,1 - \text{зауыттық мәліметтер.}$$

18. Тізбектей жақындау әдісі, яғни барлық ауа компрессорын есептеу үшін ұқсас ауа компрессорының тоғызыншы сатысынан кейінгі температура және ауаны қысудың меншікті жұмысын анықтау:


Бірінші жақындағанда $T_9 = 562,39 \text{ K}$, $c_{ph9} = 1,022 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$.

19. Жылу сыйымдылығының орташа саны $T_{HB} \div T_9$, кДж/(кг·К):

$$c_{pm9} = (c_{ph\text{ вх}} + c_{ph9}) / 2, \quad (2.14)$$

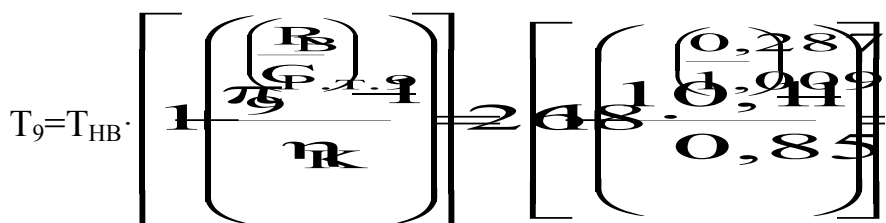
$$c_{ph9} = 1,009.$$

20. Ауаны сықаудың меншікті жұмыңсы, кДж/кг:



$$250,3 \quad (2.15)$$

21. Компрессордың тоғызыншы сатысынан кейінгі ауа, К:



$$T_9 = T_{НВ} \cdot 560,5 \quad (2.16)$$

В) компрессордан кейін:

$G_{ОХЛ.12} = 20,5$ кг/с – зауыттық мәліметтер.

Мұндай ақпарат жиналады екендінің: $\pi_{12} = 16,7$; $N_K = 327,4$ кДж/к;
 $T_{КК} = 650,7$ К.

ГТУ жұмыс органының жұмыс көрсеткіштерін ямдаистер жалғастыруда.

22. ГТҚ жану камерасына түсетін компрессордан кейінгі ауа шығыны, кг/с:

$$G_{КС} = G_K - (G_{УТ} + G_{ОХЛ.5} + G_{ОХЛ.9} + G_{ОХЛ.12}), \quad (2.17)$$

$$G_{КС} = 157,8$$

23. Ротордың және басқалардың тығыздағыштарынан ауа ағындарының диапазонында $0,3 \div 0,5$ % от G_K , кг/с интервалында аламыз;

$$G_{УТ} = 0,005 \cdot G_K = 0,95 \quad (2.18)$$

24. Сонымен қатар, біз мыналарды анықтаймыз:

ГТҚ жану камерасына түсетын ауаның үлесі:

$$g_{КС} = \frac{G_{КС}}{G_K} = \frac{157,8}{186,6} = 0,845 \quad (2.19)$$

- салқындатқыш ауаның үлесің

$$g_{\text{OxЛ}} = \frac{G_{\text{OxЛ5}} + G_{\text{OxЛ9}} + G_{\text{OxЛ12}}}{G_{\text{к}}} = 0,149 \quad (2.20)$$

25. Ауа компрессоры газ турбинының пайдаланылатын қуаты, кВт:

$$N_{\text{ік}} = \frac{G_{\text{к}} \cdot H_{\text{к}} + G_{\text{OxЛ5}} \cdot H_5 + G_{\text{OxЛ9}} \cdot H_9 + G_{\text{OxЛ12}} \cdot H_{12}}{\eta_{\text{к}}} \quad (2.21)$$

$$N_{\text{ік}} = 70481.$$

26. Компрессордан кейінгі ауа температурасы, ауа энтальпиясын анықтау ($T_{\text{кк}} = 650,7 \text{ K}$):

$$h_{\text{кк}} = 389 \text{ кДж/кг.}$$

2.1.1 ГТҚ жану камерасының негізгі параметрлерін жылулық есептеу

Жану камерасының жылу есебі $V_{\text{ГТ}}$ отынының талап етілетін шығынын, газ турбиналық қондырғыға кіре берістегі ауаның артық шығынының есептік мәнін және газ энтальпиясын анықтауды қамтиды. Бұл мәндер жану камерасының жылу балансына байланысты. Осыған сәйкес 1 кг пеш отынын келесідей жазыңыз:

$$\text{[Illegible diagram or formula]} \quad (2.22)$$

мұндағы $\eta_{\text{кк}}$ - жану (отынның толық жануы) $0,96 \div 0,99$; $\eta_{\text{кк}} = 0,99$ қабылданады.

Газ турбинына газ енгізу энтальпиялары $T_{\text{HT}} = 1373 \text{ K}$ ең үлкен, кДж/кг:

Газ құбырына кіретін газ энтальпиясының мөлшері кДж/кг анықталады:

$$T_{\text{HT}} = 1373 \text{ K, кДж/кг:}$$

$$h_{\text{HT}} = 1342.$$

Табиғи газдың КС-на келетін температура (оның алдын ала қызуы мүмкін), $T_{\text{ПР.Г}} = 5^\circ \text{C}$ ($c_{\text{ПР.Г}} = 2,18 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}$), жағылатын табиғи газдың энтальпиясы, кДж / кг:

$$h_{\text{ТОПЛ}} = c_{\text{ПР.Г}} \cdot t_{\text{ПР.Г}} = 10,898 \quad (2.23)$$

Жылу теңдеуінің жылу теңдеуі теңдеуінен Жану камерасындағы артық ауа коэффициентін табу:

ГТҚ Жану камерасындағы отын шығыны жылу теңдеуінің теңдеуінен анықталады, кг / с: = 2,3.

$$B_{ГТ} = \frac{G_{КС} \cdot (h_{HT} - h_{КК})}{Q_{H}^p \cdot \eta_{КС} + h_{ТОПЛ}} = \frac{157,8 \cdot (1342 - 389)}{43496 \cdot 0,99 + 10,898} = 3,399 \quad (2.24)$$

Отынның салыстырмалы шығының формуласы:

$$g_{ГТ} = \frac{B_{ГТ}}{G_{КС}} = \frac{3,399}{157,8} = 0,021 \quad (2.25)$$

2.1.2 Газ турбинындағы жұмыс денесінің негізгі параметрлерін анықтау

Қазіргі заманғы газтурбиналық турбинаның ағынды бөлігі үш сатыдан тұрады. Ыстық бөлшектерді салқындату жүйесінің санын төмендетумен жұмысы оңай, бірақ әрбір қадамға келетін күш артады. ГНТ Табыс үшін күрес газ шығыны және олардың бастапқы қысымы рНТ - параметрлері айнымалы және ГТҚ жұмыс режиміне байланысты.

Белгілі бір уақыт кезеңі ішінде ТНТ күші газдың бастапқы температурасымен тұрақты ұсталады және отын реттеуші клапандардан түсетін тиісті отынмен ұсталады. Оны анықтау шарттары және оны бекіту орны білуге тиіс. Бұл $p_{НВ}=0,1013$ МПа, $T_{НВ}=288$ К, $d_{НВ}=60\%$ қалақтың бірінші сатысының жұмыс торларының алдындағы газ ағынының температурасы [4].

1. Жалпы ережелер "газ қысымы" жану компрессор – жану камерасы – газ турбиналары табыс жолда келеді

$$\Delta p_{К-ГТ} = \Delta p_{ОК-ГТ} \cdot \left[\frac{G_{К}}{G_{О}} \right]^2 \cdot \frac{T_{КК}}{T_{ОКК}} = 0,025 \cdot \left[\frac{186,6}{177} \right]^2 \cdot \frac{650,7}{709,7} = 0,0254 \text{ Мпа} \quad (2.26)$$

2. Газ турбинына кіретін газ қысымы:

$$p_{HT} = p_{КК} - \Delta p_{К-ГТ} = 1,673 - 0,0254 = 1,6476 \text{ МПа} \quad (2.27)$$

3. Газ турбинына кіре берістегі газ шығыны:

$$G_{HT} = G_{КС} + B_{ГТ} = 157,8 + 3,399 = 161,99 \text{ кг/с}$$

4. Газ турбинынан кейін газ ағыны үшін кедергі коэффициентінен кейін оның автономды жұмысы кезінде әдетте $\xi_{ВЫХ} = 0,03 \div 0,05$ құрайды.

$$\xi_{ШЫГ} = 0,03 \div 0,05$$

GT8C: сәйкес $\xi_{\text{шығ}} = 0,03$ (зауыттық деректер).

5. Газ турбинынан кейінгі газ қысымы, МПа:

$$p_{\text{КТ}} = p_{\text{НВ}} \cdot (1 + \xi_{\text{ВЫХ}}); \quad (2.29)$$

$$p_{\text{КТ}} = 0,1013 \cdot (1 + 0,03) = 0,1043.$$

6. ГТ өндірістік бөлігінде газдың кеңею дәрежесі

$$\pi_{\text{ГТ}} = \frac{p_{\text{НТ}}}{p_{\text{КТ}}}; \quad (2.30)$$

$$\pi_{\text{ГТ}} = \frac{1,6476}{0,1043} = 16.$$

ГТ ағынды бөлігі арқылы жұмыс сұйықтығының шартты ағыны оны екі компонентке бөлуге болады, олар ақыр соңында жалғыз газды тұтыну болып табылады. Сомасы біріктіріледі. Бірінші компоненттер газ, ол В-желі бөліктегі бастапқы температурадан $T_{\text{НТ}}$ соңғы шығысындағы температура кезінде $T_{\text{КТ}}$ әлі күнге дейін. Екінші салқындатқыш ауа компрессоры ағынды бөліктен турбинаға беріледі, содан кейін газ ағынына түсіріледі және теледиар $T_{\text{КВ}}$ температурасына дейін шартты түрде салқындатылады. Нәтижесінде бұл компоненттердің араласуы $T_{\text{СМ}}$ температурасымен жұмыс сұйықтығының жиынтық шығынының пайда болуына әкеледі.

7. Газды тұрақтандыру:

а) таза жануды гостаттау өнімдері (ТЖӨ) :

$$R_{\text{ЧПС}} = r_{\text{CO}_2} R_{\text{CO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}} R_{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{N}_2} R_{\text{N}_2}, \quad (2.31)$$

мұндағы $R_{\text{CO}_2} = 0,1899$ кДж/(кг·К);

$$r_{\text{CO}_2} = 0,0936;$$

$$R_{\text{H}_2\text{O}} = 0,4615 \text{ кДж/(кг·К)}; \quad r_{\text{CO}_2} = 0,2016;$$

$$R_{\text{N}_2} = 0,2968 \text{ кДж/(кг·К)}; \quad r_{\text{N}_2} = 0,7048;$$

$$R_{\text{ЧПС}} = 0,32 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

б) ГТ-дағы газ ағынының ауа бөлігі, яғни

Жану камерасына және жану процесіне түсетін ауаның барлық мөлшері бар ГТҚ, 1 кг жанудың қосылуымен анықталады:

$$g_B = \frac{I_0 \cdot Q_{КС} \cdot 1}{I_0 \cdot Q_{КС} \cdot I_0} = \frac{16,621}{12,7 \cdot 1} = 0,551; \quad (2.32)$$

в) ГТ-дағы жұмыс сұйықтығының газ кедергісі, кДж/(кг·К):

$$R_{\Gamma} = R_{\text{чпс}} \cdot (1 - g_B) + R_B \cdot g_B \quad (2.33)$$

$$R_{\Gamma} = 0,32 \cdot (1 - 0,604) + 0,287 \cdot 0,604 = 0,302$$

8. Орташа арифметикалық жылу сыйымдылығын анықтау: Бірінші жақындағанда: $T_{\text{кт}} = 810,95 \text{ К}$.

Ауаның әр түрлі компоненттері мен жану өнімдері үшін орташа интегралдық меншікті жылу сыйымдылығы:

$$c_{ph(CO_2)} = 0,8298 + 377,56 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273),$$

$$c_{ph(H_2O)} = 1,8334 + 311,08 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273),$$

$$c_{ph(N_2)} = 1,0241 + 88,55 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273)$$

$$c_{ph_B} = 0,9956 + 92,99 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 273)$$

Өнімнің орташа интегралдық меншікті жылу сыйымдылығы:

$$c_{ph \text{ чпс}} = r_{CO_2} \cdot c_{ph(CO_2)} + r_{H_2O} \cdot c_{ph(H_2O)} + r_{N_2} \cdot c_{ph(N_2)} = 1,24 \text{ кДж/(кг·К)} \quad (2.34)$$

Газдың орташа интегралдық меншікті жылу сыйымдылығы (артық ауаны қоса алғанда):

$$c_{ph \Gamma} = c_{ph \text{ чпс}} \cdot (1 - g_B) + c_{ph_B} \cdot g_B = 1,117 \text{ кДж/(кг·К)} \quad (2.35)$$

$$c_{ph \Gamma \text{ ВХ}} = 1,167 \text{ кДж/(кг·К)}$$

$$c_{ph \Gamma \text{ Вых}} = 1,117 \text{ кДж/(кг·К)}$$

$T_{\text{нт}} \div T_{\text{кт}}$ температура диапазонында газдың жылу сыйымдылығының орташа арифметикалық мәні:

$$c_{pm\Gamma} = (c_{ph\Gamma BX} + c_{ph\Gamma BЫX})/2 = 1,142 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}) \quad (2.36)$$

9. Салқындатқыш ауаның әсерін ескерместен ГТ-тәрізді газдың температурасы, к:

$$T_{KT} = T_{HT} \cdot \left[1 - \left(1 - \pi^{\left(\frac{-R\Gamma}{c_{pm\Gamma}} \right)_{\Gamma}} \right) \cdot \eta_{\Gamma} \right] = 1373 \cdot \left[1 - \left(1 - 16^{\frac{-0,2857}{1,142}} \right) \cdot 0,9083 \right] = 810,95 \quad (2.37)$$

Қазіргі заманғы ГТҚ үшін ГТ өндіріс бөлігінің тиімділігі $\eta_{\Gamma} = 0,9 \div 0,94$. Бұл режимде ГТ өндірістік бөлігінің тиімділігі зауыттық деректерді пайдалану арқылы алынады:

$$\eta_{\Gamma} = 0,9083.$$

10. ГТ газының шығуында газ жоспарын және салқындатқыш ауаның жылу сыйымдылығын анықтау

Ұсыныстарға сәйкес, ГТ ағын бөлігінің соңында салқындатқыш ауа температурасының мәні келесі шектерде қабылданады:

$$T_{KB} = (0,80 \div 0,82) \cdot T_{KT} \quad (2.38)$$

Бұл қабылданған жағдайда

$$T_{KB} = 0,82 \cdot T_{KT} = 664,98 \text{ К} \quad (2.39)$$

осы температурада ауаның орташа интегралдық жылу сыйымдылығы

$$c_{phB} = 1,066 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К}).$$

ГТ газ шығысындағы газ қоспасының жылу сыйымдылығын және ауа ағындарының араласу теңдеуінен салқындату ауасын табу, кДж/(кг·К):

$$c_{pCM} = \frac{G_{\Gamma} \cdot c_{p\Gamma} + G_{\text{ауа}} \cdot c_{p\text{ауа}}}{G_{\text{араласу}}} \quad (2.40)$$

$$c_{pCM} = \frac{G_{\Gamma} \cdot c_{p\Gamma} + G_{\text{ауа}} \cdot c_{p\text{ауа}}}{G_{\text{араласу}}} = 1,11$$

11. ГТ шығысындағы салқындатқыш ауа мен газ қоспасының температурасын анықтау. ГТ шығысындағы және салқындатқыш ауаның температурасындағы газ қоспасы газ ағынының араласу теңдеулерінен анықталады, К:

$$T_{CM} = \left(\frac{1 + g_{GT} - g_{OXL}}{1 + g_{GT}} \right) \left(\frac{c_{pHTGB}}{c_{pCM}} \right) \cdot T_{KT} + \left(\frac{g_{OXL}}{1 + g_{GT}} \right) \left(\frac{c_{pB}}{c_{pCM}} \right) \cdot T_{KB} \quad (2.41)$$

$$T_{CM} = \left(\frac{1 + 0,021 + 0,149}{1 + 0,021} \right) \left(\frac{1,117}{1,11} \right) \cdot 810,95 + \left(\frac{0,149}{1 + 0,021} \right) \left(\frac{1,066}{1,11} \right) \cdot 664,98 = 790,98$$

12. Газ турбинынан кейін газ қоспасындағы ауаның артықшылықтары:

$$\alpha_{CM} = \frac{G_{KC} + (G_{OXL5} + G_{OXL9} + G_{OXL12})}{V_{GT} \cdot L_0}; \quad (2.42)$$

$$\alpha_{CM} = \frac{157,8 + (2,35 + 5 + 20,5)}{3,399 \cdot 16,62} = 2,7.$$

13. ГТ қоспасындағы тотықтырғыш саны, %:

$$\frac{G_{OXL5} + G_{OXL9} + G_{OXL12}}{G_{CM}} = 13,2. \quad (2.43)$$

2.1.3 ГТ ішкі қуатын анықтау

Газдинамикалық есептеу негізінде тиісті әдістің тарауын қолданудың ішкі күші мен дәлдігі ГТҚ өндірістік ұйымдар мен фирмалар жабдықтың конструктивтік ерекшеліктері, қалақтар материалы және оларды дайындау технологиясы, салқындату жүйесі және т.б. қолданылатын өз әдістерін пайдаланады ескерту. Жалпы ережелер осы баяндамада ГТ ішкі сыйымдылығы зауыттық өндірушілер ұсынған әдіспен пайдаланылады:

$$N_{iGT} = \frac{N_{oiGT} \cdot \left(\frac{p_{HB}}{p_{HK}} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{p_{HT}}{p_{KT}} \right)^{\frac{-R_{GT}}{C_{pMGT}}} \right]}{1 - \left(\frac{p_{OH}}{p_{OK}} \right)^{\frac{-R_{GT}}{C_{pMGT}}}}; \quad (2.44)$$

$$N_{iGT} = \frac{122785 \cdot \left(\frac{0,1013}{0,1002} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{1,6476}{0,1043} \right)^{\frac{-0,2997}{1,142}} \right]}{1 - \left(\frac{1,648}{0,1043} \right)^{\frac{-0,292}{1,185}}} = 129767 \text{ кВт}$$

2.2 ГТҚ энергетикалық көрсеткішінің есебі

1. Жалпы ережелер газ турбинасының электр қуаты::

$$N_{Э.ГТУ} = (N_{i.г.} \cdot \eta_{МГТ} - \frac{N_{iк}}{N_{МК}}) \cdot \eta_{ЭГ}; \quad (2.45)$$

$$N_{Э.ГТУ} = (12976 \cdot 0,995 - \frac{70481}{0,995}) \cdot 0,985 = 57400 \text{ кВт},$$

міне, механикалық тиімділік және ОК: $\eta_{МГТ}=0,9$ $\eta_{МК}=0,9$

ГТУ-дағы генератордың пәк: $\eta_{ГГ}=0,9$

2. Электр энергиясын өндіруге арналған ГТҚ тиімділігі ПӘК (брутто):

$$\eta_{брутто} = \frac{N_{Э.ГТУ}}{N_{i.г.}} = \frac{57400}{12976} = 0,3432. \quad (2.46)$$

3. Электр энергиясын өндіруге арналған ГТҚ тиімділігі ПӘК (нетто):

$$\eta_{нетто} = \frac{N_{Э.ГТУ}}{N_{i.г.} + N_{i.г.} \cdot \eta_{МК}} = \frac{57400}{12976 + 12976 \cdot 0,9} = 0,3253. \quad (2.47)$$

- ГТҚ өз қажеттіліктері үшін электр энергиясын тұтыну көлемі:

$$\eta_{сн} = \frac{N_{Э.ГТУ}}{N_{i.г.} + N_{i.г.} \cdot \eta_{МК} + N_{i.г.} \cdot \eta_{МК} \cdot \eta_{ГГ}} = \frac{57400}{12976 + 12976 \cdot 0,9 + 12976 \cdot 0,9 \cdot 0,9} = 0,052. \quad (2.48)$$

$$\eta_{сн} = 0,04 + 0,012 = 0,052.$$

2.2.1 энергетикалық көрсеткіштерді анықтау ГТҚ-ЖЭО жабдықтары

ГТҚ-ЖЭО - ның газ турбинасының жылу контурында газ турбинасынан кейін пайдаланылған газдар технологиялық бу және жылудың желілік суы өндірілетін кәдеге жарату қазандығына түседі.

Газдық және жылуалмастырғыштың жылуалмастырғышында екі топ бар: біріншісі-технологиялық бу өндіріледі, екіншісі-газ магистральдары бойынша желілік суды қыздыру үшін ПАҚ жекелеген бөліктерінің жылу жүктемелерін реттеу үшін байпасты газ құбырын қолдану көзделеді [4].

Технологиялық буды Өндіру схемасы мәжбүрлі циркуляциямен және жұмыс сұйықтығын беретін су үнемдейтін, буландырғыш контурдан, сондай-ақ қыздырғыштардан тұрады.

Қыздырылған будың негізгі бөлігі белгілі бір көрсеткіштері бар тұтынушыларға келеді.

Әр түрлі факторлардың әсерінен ГТҚ шығарындыларының өзгеруі нәтижесінде қазандық-кәдеге Жаратушыдан кейін қызған будың мәндері өзгертіледі. Сондықтан тұтынушыларға берілетін бу параметрлерін реттеу үшін қондырғының қоректік сорғысынан кейін алынған қоректік су бүріккіші қарастырылған.

Бұл дипломдық жобада жабдықтың сенімділігі мен тиімділігін арттыруға, сондай-ақ жабдықтың сенімділігі мен тиімділігін арттыруға мүмкіндік беретін автоматтандыру жүйесі енгізілетін болады [3].

Жылыту жүйесінің желілік суын жылыту есебінен кәдеге жарату қазандығының екінші секциясына ГТҚ пайдаланылған газдарын кейіннен салқындату үшін газ-су жылу алмастырғыш орнатылды. ЖЭО-ның желілік қондырғысының сызбасына бу пап қызған кезде жұмыс істейтін желілік су қыздырғыш қосылған. Бұл ГТҚ-ЖЭО нормативтік сипаттамаларын жақсартуға мүмкіндік береді.

Бастапқы деректер:

электр энергиясы автономды режимде: $N_{Э}^{ABT} = 57400$ кВт;
- газ шығарындылары: шығын $G_{КТ} = 189$ кг/с
газ температурасы $\theta_{КТ} = 518$ °С
қысым $p_{КТ} = 0,1043$ МПа
энтальпия $h_{КТ} = 561$ кДж/кг
артық ауа туралы заң $\alpha_{КТ} = 2,7$
отын шығыны $V_{ГТ} = 3,399$ кг/с

ЖЭО газ турбинасынан шығатын будың технологиялық параметрлері:

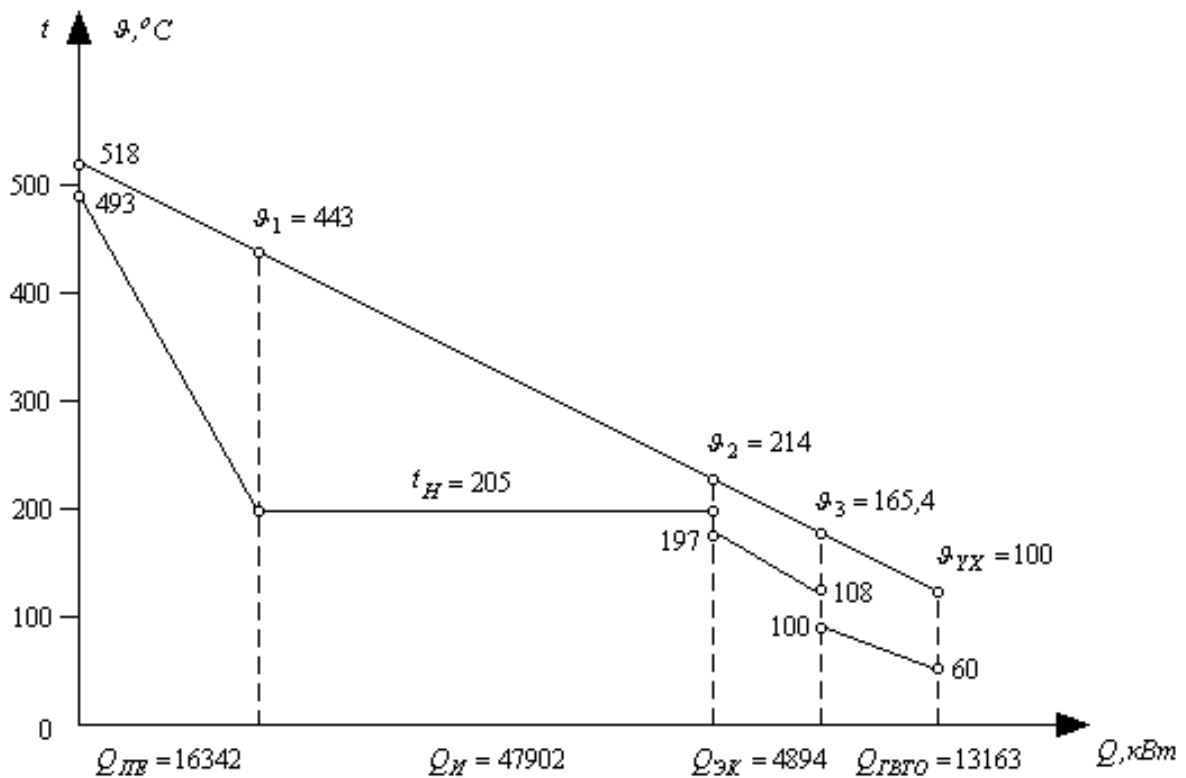
$-p_{П} = 1,47$ МПа, $t_{П} = 350$ °С

Деаэратордағы қысым $p_{Д} = 0,12$ МПа, өнімнің кері шығу көрсеткіштері $t_{ОК} = 100$ °С, $h_{ОК} = 419$ кДж/кг, реверсивті ұшу КТР өлшемі $\alpha_{ОК} = 0,9$, желілік суды тұтынушылар схемасы $t_{ПС} = 130$ °С, $t_{ОС} = 55$ °С тең деп алған.

$t_{ДЕ} = 40$ °С кезінде жұмыс сұйықтығының ішкі және сыртқы шығындары ХСТ температурада толады

ЖЭО-да табиғи газ екі тәуелсіз газ құбыры бойынша $t_{М} = 4$ °С температурада $p_{М} = 0,5$ МПа қысымда беріледі. Газ турбинасының жану камерасына табиғи газды беру газ тарату пунктiнiң компрессорының көмегімен жүргізіледі [2].

Қозғалтқыштың әрекетімен және компрессорға түсетін электр $\eta_{ДК} = 0,80$ ПӘК қозғалу тең.



7 сурет - "Q – t" диаграммасы

Есептеу ПАҚ Бу генерациялайтын бөлігінің жылу теңдеуінің теңдеуін құрудан және буға арналған "Q – t" диаграммасын құрудан басталады. Бұл мақсаттар үшін бу қысымы қыздырылған нақты қормен алынады, ал бу қыздырғыштың гидравликалық кедергісі $\Delta p_{\text{пе}}^r = p_{\text{б}} - p_{\text{пе}}$ МПа бағаланады. Бұл ПАҚ барабандағы қанығу температурасын анықтауға мүмкіндік береді. Бұдың "ыстық" жылытқышының орнында жылытқыштың температурасы $\Theta_{\text{пе}} = \theta_{\text{кт}} - t_{\text{пе}} = 20 \div 30$ °C, буландырғыштың "суық" орнында температураны береді, сондай-ақ су үнемдеу құрылғысынан кейін температураның кейбір қорын береді $\Delta t_{\text{в}} = t_{\text{н}}^{\text{б}} - t_{\text{ж}}^{\text{с}} = 8 \div 12$ °C (сұйықтықты қайнаудан қорғау).

Термиялық теңдеудің келесі теңдеуі қолданылады:

$$G_{\text{кт}} \cdot (h_{\text{кт}} - h_1) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{пе}} - h_{\text{б}}^{\text{с}}) = Q_{\text{пе}}, \quad (2.49)$$

$$G_{\text{кт}} \cdot (h_1 - h_2) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{б}}^{\text{с}} - h_{\text{эк}}^{\text{с}}) = Q_{\text{и}}, \quad (2.50)$$

$$G_{\text{кт}} \cdot (h_2 - h_3) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{эк}}^{\text{с}} - h_{\text{пн}}) = Q_{\text{эк}}. \quad (2.51)$$

ПАҚ-да жылу сақтау коэффициенті $\varphi = 0,994 \div 0,996$ қабылданады

Барабандағы су үрлеуін ескермеңіз.

Бұл теңдеулерді шешу кезінде осы теңдеулерді шешу кезінде пайда болатын ең қыздырылған будың $D_{ПЕ}$ ағынының жоғарыда қабылданған температуралық қысымын $\theta_3 = t_{ПЕ} + \Theta_3$ қамтамасыз етуге болады. Сыртқы ауаның температурасы Бастың температурасы $\Theta_3 = 30 \div 40^\circ\text{C}$ шамасында алынады.

Араластырғыштың жылу өткізгіштік теңдеуіне байланысты технологиялық будың берілген жылдамдығын қамтамасыз ететін $D_{ВПР}$ шашырауының шамасы анықталады.

Есепке қойылған:

$$D_{ПЕ} = 24,5 \text{ кг/с}, \quad p_{ПЕ} = 1,52 \text{ МПа}, \quad t_{ПЕ} = 493 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$D_{ВПР} = 3,42 \text{ кг/с}, \quad p_B = 1,72 \text{ МПа}, \quad t_H^B = 204,9 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$\Theta_{ПЕ} = 28 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \Theta_{И} = 9,1 \text{ }^\circ\text{C}, \quad t_{ПН} = 108 \text{ }^\circ\text{C}, \quad t'_{ЭК} = 196,9 \text{ }^\circ\text{C}.$$

2.3 ГВТО жылулық есебі

Есептеу жылу теңдеуі теңдеуінің жылу теңдеуі арқылы жүргізіледі.:

$$G_{КТ} \cdot (h_{ПР} - h_{УХ}) \cdot \varphi = G_{ГВТО} \cdot (h_B^{ВЫХ} - h_B^{ВХ}) = Q_{ГВТО}. \quad (2.52)$$

Торлық судың температурасы $t_B^{ВХ} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $t_B^{ВЫХ} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ қабылданады, сәйкесінше энтальпия $h = 252,2 \text{ кДж/кг}$, $h = 420,3 \text{ кДж / кг}$.

Айналымдағы судың мөлшерін және ГВТО арқылы өтетін судың жалпы мөлшерін анықтауға мүмкіндік береді:

$$G_{ГВТО} = G_{СВ} + G_{РЕЦ} = G_{СВ} \cdot \left(1 + \frac{h_B^{ВХ} - h_{OC}}{h_B^{ВЫХ} - h_B^{ВХ}} \right) \quad (2.53)$$

Газ шығарындыларының температурасын ПАҚ-дан кейін $\theta_{УХ} = 80 \div 100 \text{ }^\circ\text{C}$ С қабылдайды, жылу теңдеуі теңдеуінен $G_{СВ}$ желілік су шығынын есептейді. Есептеу нәтижесін аламыз:

$$\Theta_1 = 443,3 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_1 = 481,6 \text{ кДж/кг};$$

$$\Theta_2 = 213,6 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_2 = 226,8 \text{ кДж/кг};$$

$$\Theta_3 = 165,4 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_3 = 174,8 \text{ кДж/кг};$$

$$\Theta_{yX}=100 \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad h_{yX}=105,1 \text{ кДж/кг};$$

$$G_{CB}=69,25 \text{ кг/с}, \quad h_{OC}=230,6 \text{ кДж/кг}.$$

Көбік желісінің жылуөткізгіштік теңдеуі
Жоғары сызықты қыздырудың жылу теңдеуін құрыңыз:

$$G_{CE} \cdot (h_{PC} - h_B^{BYX}) = D_{PE} \cdot (h_{PE} - h_{DP}) \cdot \eta. \quad (2.54)$$

Келтірілген есептеулерде: $t_{DP}=100 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $\eta=0,998$ тең және анықталады:

$$D_{PB}=2,87 \text{ кг/с}, \quad h_{PC}=546 \text{ кДж/кг}.$$

Қоректік суды газсыздандырудың жылу есебі
Материал газсыздандырғыш теңдеуі (ПАҚ барабанын үрлеу ескерілмейді):

$$D_{PE} + D_{BIP} = D_{II}^D + D_{OK} + D_{DE} + D_{PB}, \quad (2.55)$$

$$D_{OK}=0,9 \cdot D_{PE} \text{ и } D_{DE}=0,1 \cdot D_{II}. \quad (2.56)$$

Жылу өткізгіштік теңдеуі газсыздандырғыш

$$(D_{PE} + D_{BIP}) \cdot h_B^D = D_{II}^D \cdot h_{PE} + D_{OK} \cdot h_{OK} + D_{DE} \cdot h_{DE} + D_{PB} \cdot h_{DP}. \quad (2.57)$$

Есеп беру тәртібінде анықталған:

$$D_{II}^D=0,38 \text{ кг/с}, \quad D_{II}=24,68 \text{ кг/с},$$

$$D_{OK}=22,21 \text{ кг/с}, \quad D_{DE}=2,47 \text{ кг/с}$$

Соңында біз отандық тұтынушыларға ГТҚ-ЖЭО бөлінетін жылу мөлшерін анықтаймыз:

- технологиялық жұп:

$$Q_{II}=D_{II} \cdot h_{II} - D_{OK} \cdot h_{OK}=67090 \text{ кВт}; \quad (2.58)$$

су құбыры суы:

$$Q_{II}=G_{CB} \cdot (h_{PC} - h_{OC}) = 21839 \text{ кВт}. \quad (2.59)$$

Пайда туралы құрылымдық есеп содан кейін Октябрь бу турбинасына беріледі. Боилер көлденең жеңілдетілген қолданылған. Қыздыру беттерінің стандартты бөлшектері түйіршіктелген құбырмен пайдаланылды.

ПАҚ қыздыру бетінің жылу жоғалту теңдеуі жасалды, ол үшін жылу мөлшері алдын ала жылу тепе-теңдіктерімен анықталады:

$$Q_{\text{ПЕ}} = k_{\text{ПЕ}} \cdot F_{\text{ПЕ}} \cdot \Delta t_{\text{СРПЕ}}^{\text{ЛОГ}}; \quad (2.60)$$

$$Q_{\text{И}} = k_{\text{И}} \cdot F_{\text{И}} \cdot \Delta t_{\text{СРИ}}^{\text{ЛОГ}}; \quad (2.61)$$

$$Q_{\text{ЭК}} = k_{\text{ЭК}} \cdot F_{\text{ЭК}} \cdot \Delta t_{\text{СРЭК}}^{\text{ЛОГ}}; \quad (2.62)$$

$$Q_{\text{ГВТО}} = k_{\text{ГВТО}} \cdot F_{\text{ГВТО}} \cdot \Delta t_{\text{СРГВТ}}^{\text{ЛОГ}}; \quad (2.63)$$

Есептеу нәтижесінде анықталды:

$$k_{\text{ПЕ}} = 30 \text{ Вт/м}^2\text{град}, \quad \Delta t_{\text{СРПЕ}}^{\text{ЛОГ}} = 98,2 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$k_{\text{ЭК}} = 40 \text{ Вт/м}^2\text{град}, \quad \Delta t_{\text{СРЭК}}^{\text{ЛОГ}} = 33,3 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$k_{\text{И}} = 40 \text{ Вт/м}^2\text{град}, \quad \Delta t_{\text{СРИ}}^{\text{ЛОГ}} = 83,9 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$k_{\text{ГВТО}} = 40 \text{ Вт/м}^2\text{град}, \quad \Delta t_{\text{СРГВТ}}^{\text{ЛОГ}} = 51,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Газ жолында $b=4$ формуласы бойынша есептелген бір қатарлы стандартты бөлшектер саны және стандартты бөлшектерді қыздыру беті ($d_n=30$ мм; $h_{\text{РЕБ}}=11$ мм; $b_{\text{РЕБ}}=7$ мм; $\delta_{\text{РЕБ}}=2$ мм.): $F_{\text{СЕК}}=647,5 \text{ м}^2$.

$$F = b \cdot z \cdot F_{\text{СЕК}}, \quad (2.64)$$

мұнда z - қыздырудың тиісті бетінің газ трактісіндегі бөлшектер саны. Есептеу нәтижесінде анықталды:

$$F_{\text{ПЕ}} = 5180 \text{ м}^2, \quad z_{\text{ПЕ}} = 2, \quad b_{\text{ПЕ}} = 4;$$

$$F_{\text{И}} = 15540 \text{ м}^2, \quad z_{\text{И}} = 6, \quad b_{\text{И}} = 4;$$

$$F_{\text{ЭК}} = 2590 \text{ м}^2, \quad z_{\text{ЭК}} = 1, \quad b_{\text{ЭК}} = 4;$$

$$F_{ГВТО} = 7770 \text{ м}^2, \quad z_{ГВТО} = 3, \quad b_{ГВТО} = 4.$$

ПАҚ жалпы беті $F_{КУ} = 31080 \text{ м}^2$,

Құбырдағы бөлшектер қатарының саны: $z_{КУ} = 12$

Содан кейін табыспен бу турбинасына беріледі, аэродинамикалық қазан есебі.

Есептеу АПВ аэродинамикалық кедергісін анықтау және ГТҚ қуатына осы кедергінің әсерін есептеу үшін ГТҚ-ЖЭО схемасы бойынша оның жұмыс режимінде жүргізіледі.

1. Жалпы ережелер ПАҚ арқылы өту үшін бос Қима ауданы, м^2 :

$$F_{\text{бос}} = F_{\text{ПАҚ}} \cdot \gamma_1, \quad (2.65)$$

мұнда $b_{КУ}$ - жобалық қимадағы ПАҚ газ жолының ені, $\gamma_1 = S_1/d_H$, $S_1 = 72 \text{ мм}$, $S_2 = 85 \text{ мм}$.

2. Газ жылдамдығы, м/с :

$$W_{\Gamma} = G_{\text{КТ}} / (F_{\text{СВ}} \cdot \rho_{\Gamma}), \quad (2.66)$$

$$W_{\Gamma} = 189 / (58,79 \cdot 0,723) = 4,45.$$

3. Бөліктің бірінші қатарының аэродинамикалық кедергісі, Па:

$$\Delta P_1 = \xi \cdot \frac{W_{\Gamma}^2}{2} = 158. \quad (2.67)$$

4. ПАО аэродинамикалық кедергісі ($z_{КУ} = 12$), Па:

$$\Delta P_{\text{КУ}} = \sum_1^{12} \Delta P = 2008. \quad (2.68)$$

5. Турбинаның электр қуатын төмендету коэффициенті:

$$\eta_{\text{ТТ}} = \frac{P_{\text{э}}}{P_{\text{ТТ}}} \quad (2.69)$$

6. ЖЭО газ турбинасының контурында жұмыс істеу кезіндегі газ турбинасының электр қуаты, кВт:

$$N_{\text{Э}}^{\Gamma} = K_N \cdot N_{\text{Э}}^{\Gamma_{\text{АВТ}}} = 0,989 \cdot 57400 = 56769 \quad (2.70)$$

Энергетикалық тиімділікті анықтау ГТУ-ЖЭО жабдығы

1. Жалпы ережелер ішкі тұтынушыға жататын жылу мөлшері:

$$Q_{\text{Э}}^{\Gamma} = \frac{N_{\text{Э}}^{\Gamma}}{\eta_{\text{Э}}^{\Gamma}} = \frac{56769}{0,369} = 153845,528 \text{ кВт} \quad (2.71)$$

2. Электр энергиясын өндіруге байланысты жылу мөлшері: физикалық әдіс:

$$Q_{\text{Э}}^{\Gamma} = \frac{N_{\text{Э}}^{\Gamma}}{\eta_{\text{Э}}^{\Gamma}} = \frac{56769}{0,369} = 153845,528 \text{ кВт} \quad (2.72)$$

“пропорационалды” әдіс:

$$Q_{\text{Э}}^{\Gamma} = \frac{N_{\text{Э}}^{\Gamma}}{\eta_{\text{Э}}^{\Gamma}} = \frac{56769}{0,369} = 153845,528 \text{ кВт} \quad (2.73)$$

Мұнда $\eta_{\text{Э}}^{\Gamma} = \frac{P_{\text{Э}}}{Q_{\text{Э}}}$ - жылумен қамтамасыз ету үшін қазандықтың ПӘК.

3. Жылу энергиясын өндіруге және беруге қатысты отын мөлшері:

$$Q_{\text{Э}}^{\Gamma} = \frac{N_{\text{Э}}^{\Gamma}}{\eta_{\text{Э}}^{\Gamma}} = \frac{56769}{0,369} = 153845,528 \text{ кВт} \quad (2.74)$$

$$Q_{\text{Э}}^{\Gamma} = \frac{N_{\text{Э}}^{\Gamma}}{\eta_{\text{Э}}^{\Gamma}} = \frac{56769}{0,369} = 153845,528 \text{ кВт} \quad (2.75)$$

4. Когенерациялық қондырғының пәк-газтурбиналық энергетика ПӘК:

$$\eta_{\text{Э}}^{\Gamma_{\text{ТУ-ТЭЦ(Ф)}}} = \frac{K_N}{1 - \beta_{\text{T}}/\eta_{\text{ПОТ}}} \cdot \eta_{\text{Э}}^{\Gamma_{\text{АВТ}}}, \quad (2.76)$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\Gamma_{\text{ТУ-ТЭЦ(Ф)}}} = \frac{0,989}{1 - 0,5318/0,99} \cdot 0,3433 = 0,7336;$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\Gamma_{\text{ТУ-ТЭЦ(П)}}} = K_N \cdot \eta_{\text{Э}}^{\Gamma_{\text{АВТ}}} + \eta \cdot \beta_{\text{T}}, \quad (2.77)$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(П)}} = 0,989 \cdot 0,3433 + \frac{0,3433}{0,88} \cdot 0,5318 = 0,547;$$

Мұнай $\eta_{\text{ГТ}}^{\text{ГТ}}$ - электр энергиясы мен жылуды бөлек өндіру кезіндегі тиімділіктің арақатынасы.

5. Табиғи газды сығудан компрессордың электр энергиясын тұтынуы:

- Газ турбинының Жану камерасындағы қажетті қысым, МПа:

$$P_{\text{Г}} = P_{\text{КК}}^{\text{МАКС}} \cdot (1,3 \div 1,5), \quad (2.78)$$

$$P_{\text{Г}} = 2,0 \cdot 1,4 = 2,8.$$

- электр пресінің қуаты, МВт:

$$P_{\text{ГТ}} = P_{\text{ГТ}}^{\text{МАКС}} \cdot (1,3 \div 1,5) \quad (2.79)$$

6. ЖЭО - газ турбиналары, МВт өз қажеттіліктері үшін электр энергиясын тұтынуы:

$$P_{\text{ГТ}} = P_{\text{ГТ}}^{\text{МАКС}} \cdot (1,3 \div 1,5) \quad (2.80)$$

7. Өз қажеттіліктері үшін электр энергиясын тұтыну нормалары:

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(Ф)Н}} = \eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(Ф)}} \cdot (1 - \text{Э}_{\text{СН}}); \quad (2.81)$$

8. Электр энергиясын өндіруге арналған ГТҚ тиімділігі (нетто):

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(Ф)Н}} = \eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(Ф)}} \cdot (1 - \text{Э}_{\text{СН}}); \quad (2.82)$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(Ф)Н}} = 0,7336 \cdot (1 - 0,054) = 0,694,$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(П)Н}} = \eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(П)}} \cdot (1 - \text{Э}_{\text{СН}}); \quad (2.83)$$

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(П)Н}} = 0,547 \cdot (1 - 0,054) = 0,517.$$

9. Электр энергиясын өндіру үшін шартты отынның меншікті шығысы (нетто), г / (кВт * сағ):

$$\eta_{\text{П}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{П}} + Q_{\text{П}} + Q_{\text{Т}}}{Q_{\text{С}}^{\text{Г}}} = K_{\text{N}} \cdot \eta_{\text{Э}}^{\text{ГАВТ}} + \beta_{\text{Т}}; \quad (2.84)$$

$$\eta_{\text{П}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = 0,989 \cdot 0,3433 + 0,5318 = 0,8713. \quad (2.85)$$

10. Отынның жану жылуын пайдалану коэффициенті (ГТҚ-ЖЭО жалпы ПӘК):

$$\eta_{\text{П}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{П}} + Q_{\text{П}} + Q_{\text{Т}}}{Q_{\text{С}}^{\text{Г}}} = K_{\text{N}} \cdot \eta_{\text{Э}}^{\text{ГАВТ}} + \beta_{\text{Т}}; \quad (2.86)$$

$$\eta_{\text{П}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = 0,989 \cdot 0,3433 + 0,5318 = 0,8713.$$

3 Өмір тіршілік қауіпсіздік бөлімі

3.1 Ауадағы зиянды қалдықтардың таралуын есептеу және санитарлы-қорғау аумағының класын таңдау

Бұл диплом Атырау қаласындағы қуаты 90 МВт газтурбиналық станцияның жобасын қарастырады.

- Атырау қаласын арзан энергия ресурстарымен қамтамасыз ету.
- Халық үшін тарифтер бағасын тұрақтандыру.
- Аймақтың ірі өнеркәсіп кәсіпорындары үшін қосымша қуаттар құру және қаланың ЖЭО-дан басқа энергия көздерін қосу.
- Өңірдің пайдалы қазбаларын пайдалана отырып, Атырау қаласында электр энергиясын өндіруді ұлғайту.

Атырау облысында электр энергиясы мен электр энергиясына қол жетімділікті төмендету; Атырау облысында энергетикалық тәуелсіздікті қамтамасыз ету, өңір тұтынушылары үшін электр энергиясына тарифтерді тұрақтандыру.

Атырау облысында соңғы бес жылда электр энергиясы мен электр жүктемелерін тұтынудың тұрақты өсуі байқалады. Біріншіден, бұл өңірдегі экономиканың мұнай-газ секторының дамуымен байланысты. Аймақта көмірсутектер қорының болуы мұнай-газ саласымен байланысты компоненттерді белсенді дамытады, соның ішінде өндіру, өңдеу және тасымалдау. Өңірде тұрғын үй құрылысының қарқынды өсуі байқалады. Осының бәрі өңірде электр энергиясы мен электр жүктемелерін тұтынудың ұлғаюына әкелді.

"Теңіз" кен орнындағы табиғи газ электр станциясы үшін отын болып табылады және газ тарату станциясынан газ құбыры бойынша Атырауда орналасады [10].

Жобаланатын газ турбиналы электр станциясы қаланың оңтүстік-шығысында, Атырау 220 электр қосалқы станциясынан оңтүстікке қарай 0,36 км, газ тарату станциясынан 1,2 км, қаланың шығыс айналма жолынан 0,5 км қашықтықта орналасқан.

Жер тегіс.

Алаңның орташа белгісі минус 25 м.

Атырау-Трейд теміржол вокзалына дейінгі қашықтық 6 км.

Жеткізу шегіндегі учаске профилі 200×300 м тікбұрышты шаршы раманы білдіреді [10].

ГТПП ауданының бас қақпасы оңтүстік-батыс жағынан асфальтбетонды жабынмен орындалған. Кірме жолдың ұзындығы 1,0 км құрайды.

Газ турбинасы аймағындағы ішкі инженерлік желілер:

- 3.6 МРа қысым құбыры Солтүстік жаққа жақын.

Құбыр GDS жер асты газ құбырына параллель салынған "Каспийшельф" трассасының ұзындығы 1,4 км.

- ауыз су үшін сумен қамтамасыз ету негізгі жағынан учаскеге түседі, ол ДМШ-100 мм-ге жақын, элеватор ауданында қалалық сумен қамтамасыз ету нүктесін кесіп өтетін екі құбыры бар [10].

Трассаның ұзындығы 2,2 километрді құрайды.

- қолданыстағы электр беру желісі ауданның солтүстік жағынан өтеді. 110 кВ екі кабельдік желі ГТЭС-дан ауданның солтүстік жағынан жүреді және Атырау-500/220 кВ қосалқы станциясының 110 кВ жаңа тарату құрылғысына қосылады.

Жолдың ұзындығы 0,5 км құрайды.

Санитарлық-қорғау аймағы (СҚА) - қоршаған ортаға және адам денсаулығына зиянды әсер ететін объектілер мен өндірістердің айналасындағы аумақ [12].

СҚА мөлшері "кәсіпорындардың, ғимараттардың және басқа да объектілердің санитарлық-гигиеналық және санитарлық-қорғау аймақтарын жіктеу" (санитарлық торап) 2.2.1/2.1.1.1200-03).

АЭА енгізу объектілер мен өндірістердің ластануының атмосфералық ауаға зиянды әсерін белгіленген гигиеналық нормативтерге дейін төмендетуге бағытталған.

Іс жүзінде АЭА қалыпты режимде объектіні пайдалану кезінде халықтың қауіпсіздік деңгейін қамтамасыз ететін қорғау бөгеті болып табылады.

Бұл шуды, шаңды, газ тәрізді және өнеркәсіптік улы бар басқа да зиянды шығарындыларды азайту үшін өнеркәсіптік объектілер мен жақын елді мекендер мен қоғамдық ғимараттар арасындағы алшақтық аймағы.

Атмосфераға зиянды шығарындылардың дәрежесіне, технологиялық процестерді жетілдіруге, тазарту құрылыстарының болуына байланысты барлық өнеркәсіп кәсіпорындары СҚА өлшеудің әрбір сыныбына сәйкес келетін 5 деңгейге бөлінеді [12].

Атмосфераға шығарынды шығармайтын тұйық өндірістік циклі бар өнеркәсіптік кәсіпорындар үшін СҚА мөлшері ықтимал авариялық жағдайды ескере отырып анықталады.

Кейбір жағдайларда (мысалы, тұрғын аудандар өндірістік кәсіпорындарға қатысты желмен орналасқан кезде) санитарлық-эпидемиологиялық қызметтің талабы бойынша СҚА мөлшері ұлғайтылуы мүмкін.

Санитарлық-қорғау аймағының (СҚА) мөлшері 50-ден 1000 м-ге дейін болуы мүмкін.

Қолданыстағы заңнамаға сәйкес барлық кәсіпорындар атмосфераға шығарылатын өнеркәсіптік шығарындылардың зияндылық дәрежесіне, кәсіпорында технологиялық процестерді жетілдіруге, тазарту құрылыстарының болуына байланысты қауіптіліктің 5 деңгейіне бөлінеді [12].

Санитарлық-қорғау аймақтары (СҚА) кәсіпорынның қауіптілік деңгейіне сәйкес анықталады.

Газ турбины қосалқы жүйелері мен жабдықтары бар күрделі оқшауланған плитадан жасалған бір қабатты ғимаратта орналасқан. Ғимарат жылыту, желдету және өртке қарсы жүйелердің барлық қажетті жүйелерімен жабдықталған. Желдету түріндегі және салқындату жүйесінің пайдаланылған құбырлары ғимараттан бөлек орналасқан.

Бүгінгі күні жылу және электр энергиясын өндіру табиғи отынның мынадай түрлерін: мазут, газ, көмір, шымтезек, жанғыш тақтатастар жағу арқылы жүзеге асырылады.

Энергия өндірудің ең зиянды жағы зиянды заттар, қоршаған ортаға шығарындылар болып табылады. Ауадағы зиянды қалдықтардың таралуы бірнеше факторларға байланысты: ауаның жай-күйі, көздің биіктігі, қалдықтардың массасы, Жер бедері және т.б. [12].

Қоршаған ортаға зиянды заттардың құрамына күкірт, көмірқышқыл газы, күл кіреді.

Қолайсыз ауа-райы жағдайларында дөңгелек жақтары бар бір нүктелі көзден газ-ауа қоспасы кезінде көзден хм, м қашықтықта зиянды заттардың жергілікті шоғырлануының ең жоғары мәні былайша айқындалады:

3.2 Қорғаныс аймағын есептеу

3 кесте - Берілгені:

Биіктігі, Н, м	90
Саға диаметрі, D, м	6
Газдың шығу жылдамдығы, ω_0 , м/с	25
$T_{Г}$, °С	190
$T_{В}$, °С	23
Шыққан күл, M_3 , г/с	800
Шыққан күкірт қос тотығы, M_{SO_2} , г/с	1400
Шыққан азот тотығы, MNO_x , г/с	75
Ауа тазалаудың деңгейі, %	0
Ауданның орналасуы	Атырау

3.1 Кесте – Бір жылда орташа есеппен жел бағытының қайталану мәндері, %

Берілген қала	Сол-түстік	Сол-түстік Шығыс	Шығыс	Оңтүстік Шығыс	Оңтүстік	Оңтүстік Батыс	Батыс	Сол-түстік Батыс
Атырау	8	11	19	23	7	8	13	11

Зиянды заттардың жер шоғырлануының ең жоғарғы мәні мынадай формула бойынша анықталады:

$$C_M = \frac{A \times M \times F \times m \times n \times \eta}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \times \Delta T}} \quad (3.1)$$

мұнда А - Қазақстан үшін температураны стратификациялау коэффициенті А = 200;

М - уақыт бірлігіндегі зиянды заттар шығарындыларының салмағы, г/с;

F - заттарды сіңіру жылдамдығын анықтайтын коэффициент,

F=1 газ тәрізді заттарға тазартылған шығарындылардың орташа жұмыс коэффициенті 90% кезінде 2, ал 75-90% - 25, 75% және тазарту болмаған жағдайда 3 құрайды;

ол үшін келесі параметрлер қолданылады:

η - аймақтық рельефтің коэффициенті, η=1 түзу жазықтыққа;

H - көздің биіктігі, м;

V₁ - газ ауа қоспасының шығысы, м³/с;

$$\Delta T = T_{гв} - T_{oc} = 190C^0 - 23C^0 = 167C^0; \quad (3.2)$$

m және n коэффициенттерінің мәндеріне, f, V_m V'_m индексінің мәндеріне және f_e

$$f = 1000 \frac{\omega_0^2 D}{H^2 \Delta T}, \quad f = 1000 \frac{(25)^2 \times 6}{(90)^2 \times 167} \approx 0.0027 \quad (3.3)$$

Қыздыру көздеріне арналған газ-ауа қоспасының жылдамдығы

$$v_m = 0.65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \Delta T}{H}}, \quad v_m = 0.65 \sqrt[3]{\frac{706,5 \times 167}{90}} = 7,11 \quad (3.4)$$

$$v'_m = 1.3 \frac{\omega_0 D}{H}, \quad v'_m = 1.3 \frac{25 \times 6}{90} = 2.16 \quad (3.5)$$

$$f_e = 800 (v'_m)^3. \quad f_e = 800 (2,16)^3 = 8062,15 \quad (3.6)$$

m - коэффициентінің f тәуелділік формуласымен анықталаған (m-трубадан шыққан газды ауа қоспасының ескеру коэффициенті)

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \sqrt[3]{f} + 0.341 \sqrt[3]{f}}, \quad f < 1000 \text{ дейін}, \quad (3.7)$$

$$m = \frac{1.47}{\sqrt[3]{f}}, \quad m = \frac{1.47}{\sqrt[3]{0,0027}} = 10,5 \quad f \geq 1000 \text{ дейін}. \quad (3.8)$$

$f < 100$ кезінде n коэффициентінің мөлшері V_m тәуелділігі арқылы формуланың көрсетілімі

$$n = 1v_m \geq 2 \text{ кезінде,} \quad (3.9)$$

Жерге зиянды заттардың ең жоғары концентрациясын анықтау:
Күл үшін:

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (3.10)$$

$$C_M = \frac{200 \times 800 \times 3 \times 10,5 \times 1 \times 1}{(90)^2 \sqrt[3]{706,5 \times 167}} = 12,686 \text{ мг/м}^3;$$

яғни ШРК_x = 0,5 мг/м³
SO₂ үшін:

$$C_{MSO_2} = \frac{200 \times 1400 \times 1 \times 10,5 \times 1 \times 1}{(90)^2 \sqrt[3]{706,5 \times 167}} = 7,4 \text{ мг/м}^3;$$

яғни ШРК_x = 0,5 мг/м³
NO_x үшін:

$$C_{MNO_x} = \frac{200 \times 75 \times 1 \times 10,5 \times 1 \times 1}{(90)^2 \sqrt[3]{706,5 \times 167}} = 0,396,$$

яғни ШРК_{NO₂} = 0,085 мг/м³

3.3 Максимальды концентрацияның таралу аралығын анықтау

Жерге қосылған қабаттар көздерінен X_m (м) қашықтықтың қолайсыз шоғырлануы жағдайында C (мг/м³) метрологиялық келісім-шарттағы C_m , мәні мынадай формула бойынша анықталады [12]:

$$X_m = \frac{5-F}{4} dH, \quad (3.11)$$

мұндағы өлшемсіз d коэффициенті мынадай формула бойынша анықталады, егер $F < 100$

$$d = 7\sqrt{v_m}(1 + 0.28\sqrt[3]{f}) v_m > 2 \text{ кезінде;} \quad (3.12)$$

$$d = 7\sqrt{7,11}(1 + 0.28\sqrt[3]{0,0027}) = 19,393,$$

$$X_{M_3} = \frac{5-3}{4} \times 19,393 \times 90 = 872,685 \text{ м;}$$

$$X_{MSO_2} = \frac{5-1}{4} \times 19,393 \times 90 = 1745 \text{ м;}$$

$$X_{MNO_x} = \frac{5-1}{4} \times 19,393 \times 90 = 1745 \text{ м.}$$

3.4 Әр түрлі аралықтағы жердік концентрацияны анықтап және L_0 -ді табу

Зиянды заттардың жер үсті концентрациясына жеткенде C_m флюгер деңгейінде U_m (м/с) қауіпті жылдамдық мәні кезінде C_m және $f < 100$ олар мынадай формулалар бойынша анықталады:

$$u_m = v_m(1 + 0.12\sqrt{f}) \quad u_m > 2 \text{ кезінде.} \quad (3.13)$$

$$u_m = 7,11(1 + 0.12\sqrt{0,0027}) = 7,15 \text{ м}$$

U_m желдің қауіпті жылдамдығы кезінде атмосферада Алау осінің бойымен әртүрлі уақыт аралығында зиянды қоспалардың жерге жақын шоғырлануы C , (мг/м^3) формулалар бойынша анықталады:

$$C = S_i C_m \quad (3.14)$$

мұнда S_i - оған қатысты айқындалған біртекті емес коэффициент, X/X_m және F коэффициенті

$$S_i = 3 * \left(\frac{X}{X_M}\right)^4 - 8 * \left(\frac{X}{X_M}\right)^3 + 6 * \left(\frac{X}{X_M}\right)^2, \quad \left(\frac{X}{X_M}\right) \leq 1 \text{ кезінде,} \quad (3.15)$$

$$S_i = \frac{1.13}{0.13\left(\frac{x}{x_m}\right)^2 + 1}, \quad 1 < \frac{x}{x_m} \leq 8 \text{ кезінде,} \quad (3.16)$$

$$S_i = \frac{X/X_M}{3,58 * (X/X_M)^2 - 35,2(X/X_M) + 120}, \quad \left(\frac{X}{X_M}\right) > 8, F \leq 1,5 \quad (3.17)$$

$$S_i = \frac{1}{0,1 * (X/X_M)^2 + 2,47 (X/X_M)^{-17,8}}, \quad \left(\frac{X}{X_M}\right) > 8, F > 1,5 \quad (3.18)$$

3.2 кесте - Күлдің жерлік концентрациясы

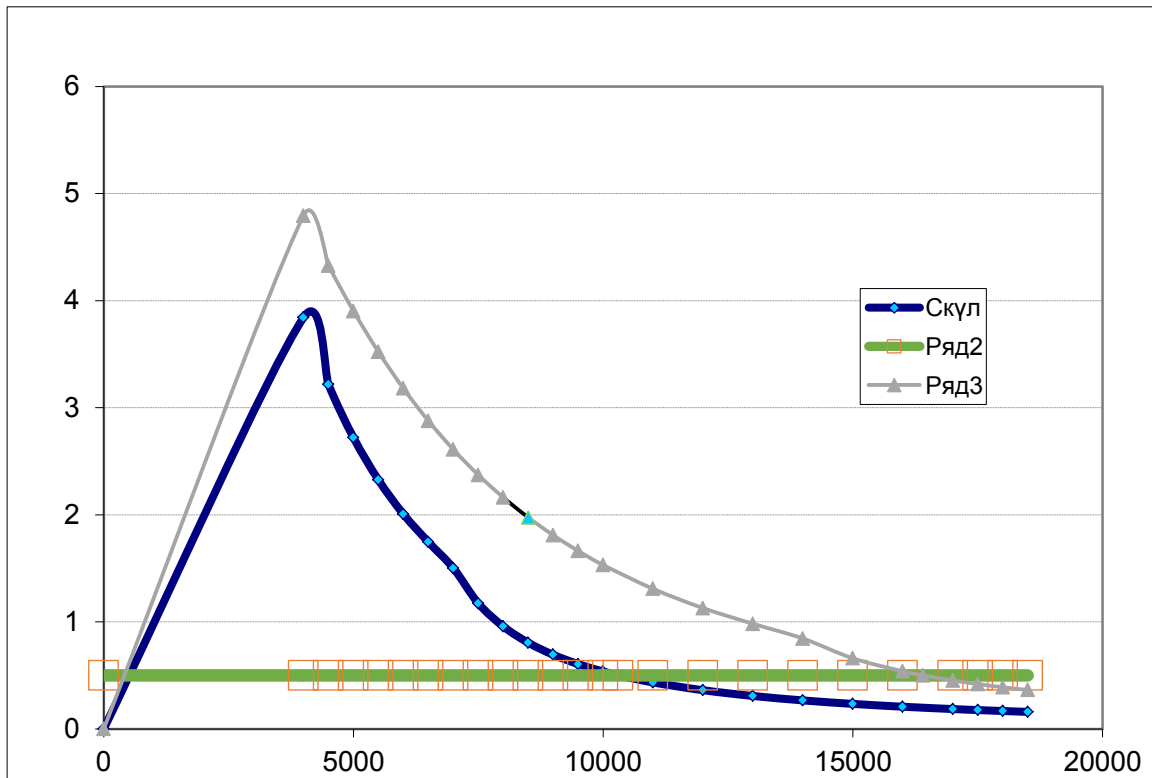
X	X _M	X/X _M	Si	Скүл
0	0	0,0	0	0
4000	872,685	4,584	0,303	3,842
4500	872,685	5,156	0,254	3,217
5000	872,685	5,729	0,215	2,721
5500	872,685	6,302	0,183	2,326
6000	872,685	6,875	0,158	2,006
6500	872,685	7,448	0,138	1,746
7000	872,685	8,021	0,118	1,502
7500	872,685	8,594	0,092	1,173
8000	872,685	9,167	0,075	0,958
8500	872,685	9,740	0,064	0,806
9000	872,685	10,313	0,055	0,693
9500	872,685	10,886	0,048	0,606
10000	872,685	11,459	0,042	0,537
10300	872,685	11,803	0,040	0,502
11000	872,685	12,605	0,034	0,434
12000	872,685	13,751	0,029	0,362
13000	872,685	14,897	0,024	0,308
14000	872,685	16,042	0,021	0,267
15000	872,685	17,188	0,018	0,234
16000	872,685	18,334	0,016	0,208
17000	872,685	19,480	0,015	0,186
17500	872,685	20,053	0,014	0,176
18000	872,685	20,626	0,013	0,168
18500	872,685	21,199	0,013	0,160

3.3 кесте - SO₂ жерлік концентрациясы

X	X _M	X/X _M	Si	C
0	0	0	0	0
4000	1745	2,292	0,671	4,794
4500	1745	2,579	0,606	4,327

3.3 кесте - жалғасы

5000	1745	2,865	0,547	3,903
5500	1745	3,152	0,493	3,521
6000	1745	3,438	0,445	3,180
6500	1745	3,725	0,403	2,878
7000	1745	4,011	0,365	2,609
7500	1745	4,298	0,332	2,372
8000	1745	4,585	0,303	2,162
8500	1745	4,871	0,277	1,975
9000	1745	5,158	0,253	1,810
9500	1745	5,444	0,233	1,663
10000	1745	5,731	0,214	1,531
11000	1745	6,304	0,183	1,309
12000	1745	6,877	0,158	1,129
13000	1745	7,450	0,138	0,982
14000	1745	8,023	0,118	0,845
15000	1745	8,596	0,092	0,660
16000	1745	9,169	0,075	0,539
16400	1745	9,398	0,070	0,501
17000	1745	9,742	0,063	0,453
17500	1745	10,029	0,059	0,419
18000	1745	10,315	0,055	0,390
18500	1745	10,602	0,051	0,364



8 сурет - Атмосферадағы күлдің максималды концентрациясы

Кәсіпорындағы санитарлық-қорғау аймағының шекарасы (СҚЗ) мынадай формула бойынша анықталады:

$$l = L_0 \frac{P}{P_0}, \quad (3.19)$$

Мұнда $L(m)$ - есептік СҚЗ;

$L_0 (m)$ - зиянды заттардың концентрациясы (басқа көздердің фондық концентрациясын ескере отырып) ШРШ-дан асатын осы жердегі жергілікті алаңды ескеретін өлшеу;

$P (%)$ - қарастырылып отырған румбада жылына орташа есеппен жел бағытын қайталау;

$P_0(%)$ - қызғылт жел шеңберінің бір нүктесіндегі жел бағытының қайталануы.

Мысалы: 8 Румба қызғылт жел

$$P_0 = 100/8 = 12,5\%. \quad (3.20)$$

l -ді күл үшін есептеу

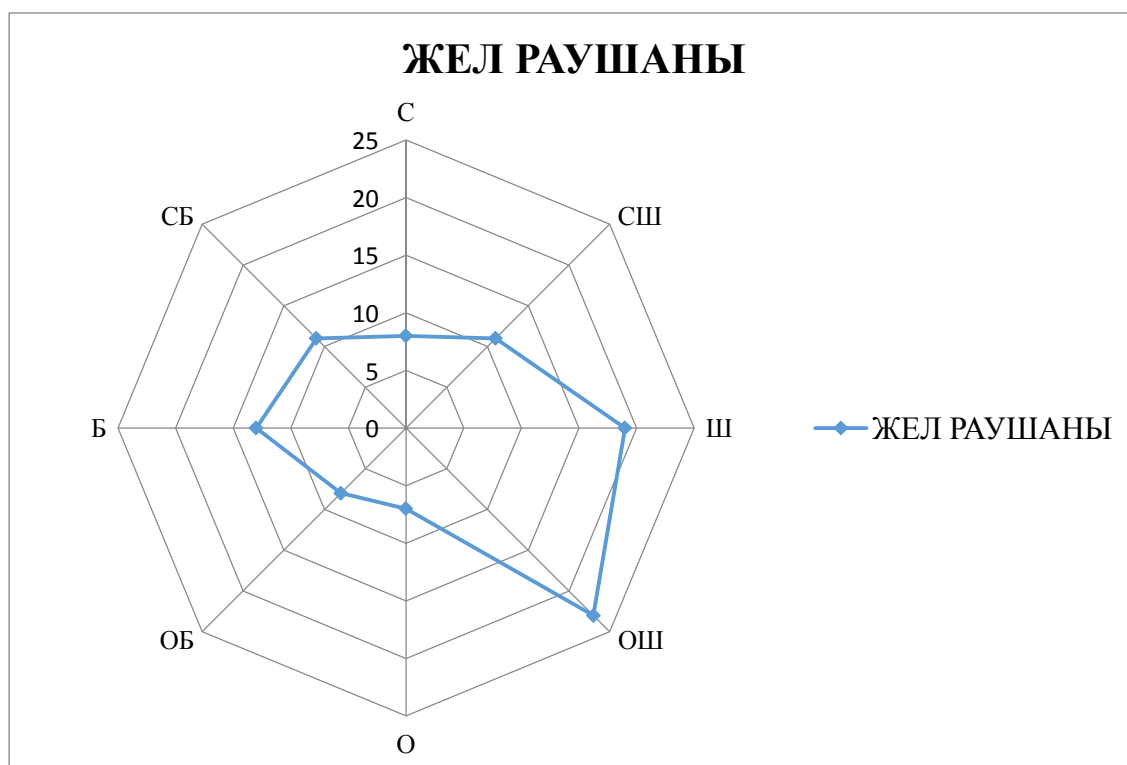
$$L_0 = 10500m$$

Күкірт диоксиді үшін l -ді есептеу

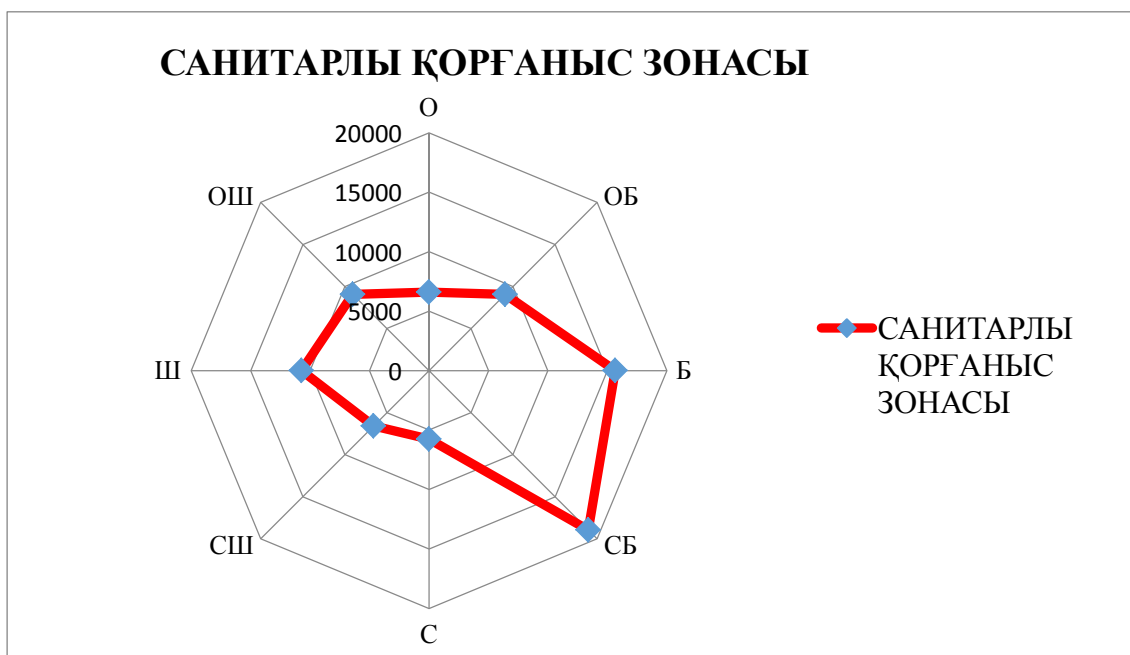
$$L_{0SO_2} = 16400_m$$

3.4 кесте – жел бағыты

Жел бағыты	P	P ₀	L _{күл}	L _{SOx}
С	8	12,5	6592	10496
СШ	11	12,5	9064	14432
Ш	19	12,5	15656	24928
ОШ	23	12,5	18952	30176
О	7	12,5	5768	9184
ОБ	8	12,5	6592	10496
Б	13	12,5	10712	17056
СБ	11	12,5	9064	14432



САНИТАРЛЫ ҚОРҒАНЫС ЗОНАСЫ



10 сурет - Санитарлы-қорғаныс аймағы

$L=16400$:

$$L_O=16400 \cdot 8 / 12.5 = 10496$$

$$L_{OB}=16400 \cdot 11 / 12.5 = 14432$$

$$L_{Ш}=16400 \cdot 19 / 12.5 = 24928$$

$$L_{CB}=16400 \cdot 23 / 12.5 = 30176$$

$$L_C=16400 \cdot 7 / 12.5 = 9184$$

$$L_{CШ}=16400 \cdot 8 / 12.5 = 10496$$

$$L_B=16400 \cdot 13 / 12.5 = 17056$$

$$L_{OШ}=16400 \cdot 11 / 12.5 = 14432$$

Түйіндеме:

Бұл жұмыста атмосферадағы қоспалардың ең жоғары концентрациясы және заттарды қосу әсері анықталды. Сондай-ақ СҚА анықталды," жел бағыты " және санитарлық-қорғау аймағы салынды.

Қауіптіліктің барлық сыныптарындағы кәсіпорындар үшін СҚА болжамды параметрлері

- өнеркәсіптік объектілер және бірінші класты өндірістер — 1000 м;
 - өнеркәсіптік объектілер және екінші класты өндірістер-500 м;
 - өнеркәсіп объектілері мен үшінші сыныпты өндіріс орындары — 300 м;
 - өнеркәсіп объектілері және төртінші класты өндірістер-100 м;
 - бесінші сыныпты өнеркәсіптік объектілер және өндіріс-50 м;
- өндірістегі ең қауіпті бірінші сынып.

СҚА шекарасы химиялық, биологиялық және физикалық әсердің шеткі көздерінен белгіленеді. Жер учаскесін алу кезеңінде әсер ету көздерінің нақты орналасуы туралы деректер болмаған кезде СҚА шекарасы осы бағытта учаскенің шекарасынан оның сыртқы шекарасына дейін белгіленеді.

Шығарындылардың және өндірістің сипаттамаларына байланысты СҚА құру үшін ауаның химиялық ластануы жетекші фактор болып табылады, СҚА саны ластаушы заттардың шығарындылары көзінен немесе өнеркәсіптік алаңның шекарасынан анықталады.

Өнеркәсіптік алаң аумағының шекарасынан:

- технологиялық жабдықтардың ашық алаңдарында ұйымдастырылған және ұйымдастырылмаған көздерден;
- өндірістік алаң аумағында шашыраңқы көздерімен өндірісті ұйымдастыру кезінде;
- жер үсті және төмен көздер, орташа биіктіктегі суық шығарындылар болған кезде;
- қыздырылған шығарындылардың жоғары, орташа көздері болған жағдайда шығарындылар көздерінен.

Шығарындылар көздерінен: қыздырылған шығарындылардың жоғары, орташа көздері болған кезде.

Өндірістік үй-жайлардың ластануын болдырмау үшін санитарлық қорғау аумағын бақылау және ағаштар мен теректерді отырғызу арқылы ауаны тазарту қажет.

4 Экономикалық бөлім

4.1 ГТҚ-ның жылдық қайрат жіберуін есептеу

Есептеу үшін бастапқы деректер ретінде электр энергиясын өндірудің жылдық көлемі және 1 кВтсағ үшін электр энергиясын өндіруге арналған шартты отынның үлес шығыны, отын түрі, оның жылу шығару қабілеті (ккал/кг көмір), отын бағасы (теңге/кВт) келтірілген. яғни, (көмір үшін), қатты отын шығару көзінен станцияға дейін.

Атырау облысында күрделі экологиялық жағдайды ескере отырып, ЖЭО-ны кеңейту мен қайта жаңартудың жаңа бағыттары анықталды, экологиялық таза ресурс үнемдейтін технологияларды пайдалану, зиянды шығарындыларды азайту және экономикалық тиімділікті жылдам арттыруға мүмкіндік беретін күрделі салымдарды қысқарту бойынша жұмыстар жүргізілуде.

Бұл жұмыс келесі құрылғыларды орнатуды қамтиды:

SGT газ турбинасының бір түрі 800-50 50 МВт;

- "ЗиО-Подольский машина жасау зауыты" ААҚ, өнімділігі 105 т/сағ;

- Турбиналар мен рециркуляция қазандықтарын басқару панелінің блогы.

Электр энергиясын беру станциялық режимдердің және аварияға қарсы автоматика жүйесінің жаңа талаптарының қатысуынсыз қолданыстағы 110 кВ желілерінің схемасы бойынша жүзеге асырылады.

4.1 кесте - Есептеуге қажетті бастапқы мәліметтер

$E_{\text{өнд}}$, млн.кВт·сағ	$Q_{\text{б}}$, ккал /кг	$B_{\text{отын}}$, теңге /ш.о.т	R , км	$T_{\text{м}}$, сағ
2925	3960	2200	800	6500

Бір кВт / сағ өндіруге жұмсалатын отынның меншікті шығыны 190-210 ш. м. құрайды.

Жұмыстарды орындау кезінде:

- Жылу электр станцияларын салу мен пайдалануға арналған жиынтық шығындарды есептеу;

- электр энергиясын өндірудің өзіндік құнын есептеу;

- NPV, IRR, PP көрсеткіштерін есептеу және ЖЭС пайдаланудың орындылығы туралы қорытынды.

Электр станциясының жұмысы кезінде өндірілетін энергияның бір бөлігі станцияның өз мұқтаждарына жұмсалады.

Бұл қондырғының түріне және оның бірлі-жарым қуатына, пайдаланылатын отынның түріне, негізгі және қосалқы жабдықтардың техникалық дайындық дәрежесіне және станциядағы техникалық және қаржылық саясаттың дұрыстығына байланысты. Станцияның өзіндік мұқтаждығы үшін тұтынылатын қуат-6-дан 16% - ға дейін.

Электр энергиясының өзіндік мұқтаждықтары үшін тұтынуы есептерде-7-9% ($\mathcal{E}_{\text{ө.м.}}$).

Жыл сайынғы электр сөрелерін іске қосу мынадай сипаттамалармен анықталады:

$$\mathcal{E}_{\text{жіб}} = \mathcal{E}_{\text{өнд}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{ө.м.}}), \text{ млн. кВтсағ}, \quad (4.1)$$

$$\mathcal{E}_{\text{жіб}} = 2925 \cdot (1 - 0,07) = 2720 \text{ млн. кВтсағ}$$

мұнда $\mathcal{E}_{\text{өнд}}$ электр энергиясың жылдық өндірілуі.

Бұл ретте өндірілетін электр және жылу энергиясына арналған отынның үлестік шығыстарын түзету жүргізу, яғни өз мұқтаждарына арналған отын шығынын ескеру қажет. Оның мәні $b_{\text{мен}}$ төмендегідей анықталады:

$$b_{\text{э}} = B_{\text{э}} : \mathcal{E}_{\text{жіб}}, \text{ ш.о.г/кВтсағ} \quad (4.2)$$

$$b_{\text{э}} = 210 \text{ ш.о.г/кВтсағ}$$

Отын шығынын анықтау

Электр энергиясын өндіруге арналған отынның жылдық шығыны:

$$B_{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{э}} \cdot b_{\text{э}}, \text{ мың ш.о.т}, \quad (4.3)$$

$$B_{\text{э}} = (2720 \cdot 210) / 1000 = 585 \text{ мың ш.о.т.}$$

ЖЭО-ның жалпы отын шығыны:

$$B_{\text{ш}} = B_{\text{э}} = 585 \text{ мың ш.о.т.} \quad (4.4)$$

Егер отын және оны тасымалдау құны табиғи отынмен анықталса, онда отын шығынымен анықталатын мәндер табиғи отынға түрлендірілуі тиіс.

Табиғи отын шығыны келесідей болады:

$$B_{\text{т}} = B_{\text{ш}} / K_{\text{а}}, \text{ мың т.о.т.} \quad (4.5)$$

$$B_{\text{т}} = 585 / 0,74 = 790 \text{ мың т.о.т.}$$

K_a - отынның табиғи отынның жылу шығару қабілеттілігінің арақатынасынан шығатын табиғи отынның өзгеру коэффициенті.

Бір тонна қатты отын, яғни көлік шығындары:

$$B_{\text{тасым}} = R \cdot (0,8-1,0), \text{ теңге/т.о.т.} \quad (4.6)$$

$$B_{\text{тасым}} = 800 \cdot 1 = 800 \text{ теңге/т.о.т.}$$

Табиғи газдың магистральдық газ құбыры бойынша импортының және оны станцияға жеткізудің құны газдың сатып алу бағасына енгізілген [17].

Отын шығынының компоненті төмен:

$$Ш_{\text{отын}} = V_T (B_{\text{отын}} + B_{\text{тасым}}), \text{ млн. Теңге} \quad (4.7)$$

$$Ш_{\text{отын}} = 830 \cdot 2200 = 1739,18 \text{ млн. теңге}$$

Тиімділік-отын шығынын ПӘЕ - есептеу

1 кВтсағ электр энергиясына - 123 ш.о.г яғни г, ал 1 Гкал жылу энергиясына - 143 ш.о.кг. яғни сіз КГ қалайтыныңызды білесіз. өз қажеттіліктеріне электр энергиясының шығынын есепке ала отырып, отынды пайдалану коэффициенті:

$$\eta_9 = 123 : b_9 \cdot 100\%, \quad (4.8)$$

$$\eta_9 = (123/210) \cdot 100\% = 58,5\%$$

Станцияның отынды пайдалану коэффициенті мынадай болып табылады:

$$\eta = \frac{0,86 \cdot \text{Эжіб} + Q_{\text{жіб}}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = 57,12\% \quad (4.9)$$

мұнда 0,86 - жылыту мақсатында электр энергиясын түрлендіру коэффициенті; 7-шартты отынның жылу шығару қабілеті, 7000 ккал/кг.

Суға арналған шығыстарды есептеу

ЖЭО-буды салқындатуға, жылумен жабдықтау жүйелерін, генераторлар мен трансформаторларды толтыруға арналған су жинағыштар- тұздану, Т күл және тазалау. МБ. ҚР ҚНЖЕ талаптарына сәйкес 2.04-05-2002 "су объектілері", су объектілеріне пайдалану және пайдалану шығыстары, оның ішінде: мысалы, Қазақстандағы станциялардың бірінің су құны 0,13-0,15 теңге/кВт сағ құрайды [16].

$$\text{Ш}_c = \text{Э}_c \cdot (0,13 - 0,15), \text{ млн.теңге} \quad (4.10)$$

$$\text{Ш}_c = 2925 \cdot 0,15 = 438,75 \text{ млн.теңге}$$

Жұмыс күшіне арналған шығындарды есептеу

Газ турбиналы қозғалтқышты, өнеркәсіптік және өндірістік персоналды (ЖКД) өндіруге және техникалық қызмет көрсетуге жұмсалатын жалақыны анықтау үшін оның санын білу қажет. БӨП пайдалану, жөндеу және әкімшілік басқару ретінде жіктеледі. Олардың саны негізінен негізгі электр станциясының қуаты мен санына, пайдаланылатын отынның түріне, жөндеу тәсілдеріне байланысты.

Қазақстанның кейбір станцияларындағы қызметкерлер саны туралы әдеби және нақты деректер бойынша штат коэффициентінің ($K_{\text{шт}}$) орташа мәнін алуға болады: белгіленген қуаты 500 МВт-тан жоғары ЖЭО үшін - 0,303 адам/МВт,

Станция персоналының саны былайша анықталады:

$$K_C = K_{\text{шт}} \cdot N_{\text{орн}}, \text{ адам} \quad (4.11)$$

$$K_C = 0,303 \cdot 450 = 136,35 \text{ адам}$$

Жалпы жалақы қорына енгізілді:

сонымен қатар, толық емес жұмыс уақыты жағдайларында жұмыс істеу қызметкер үшін осы Кодексте, еңбек шартында, ұжымдық шартта, келісімдерден белгіленген жыл сайынғы ақылы еңбек демалысының ұзақтығын қандай да бір шектеуге әкеп соқтырмайды [16].

- қауіпті жұмыс жағдайында жұмыс істеуге ақы төлеу (МӘМ) тәуелді емес жұмыс уақыты (тұрақты, қосымша және оқу демалыстарын төлеу, сондай-ақ орындауға байланысты мемлекеттік міндеттерді және т. б.) төлемдер.

- әлеуметтік салықтар мен зейнетақы қорына жарналарды қоса алғанда, жалақы төлеу.

Жалақының жалпы қорын анықтайтын ереже:

Еңбек ақының қосынды қорына кіретіндер:

- негізгі еңбек ақы ($\text{Ш}_{\text{неа}}$), оған энергияны өндірудің технологиялық үрдісте айналысатын жұмысшылардың еңбек ақысы кіреді, сонымен қатар жұмыс істелген уақытпен байланысты (тарифтік мөлшерлемелер және міндетті айлық ақылар, еңбек ақы қорынан алынатын жұмысшылардың сый ақылары, мерекелік күндер мен түнгі уақыттағы жұмыс үшін төленетін қосымша төлемдер және т.б.) ақылар да кіреді.

- қосымша еңбек ақыға ($\text{Ш}_{\text{кеа}}$) жұмыс уақытына байланысты емес (кезекті, қосымша және оқуға байланысты демалыстарға және мемлекеттік міндеттерді орындауға байланысты төлемдер және т.б.) төлемдері кіреді.

- еңбек ақыдан алынатын төлемдерге ($\text{Ш}_{\text{еаа}}$) әлеуметтік салықтар және зейнеткерлік қорға түсетін аударылымдар кіреді.

Еңбек ақының қосынды қорын анықтайтын кейіптеме мынаған тең:

$$\text{Ш}_{\text{еа}} = \text{Ш}_{\text{неа}} + \text{Ш}_{\text{кеа}} + \text{Ш}_{\text{еаа}} = 435 \text{ млн. теңге.} \quad (4.12)$$

Орташа жылдық базалық жалақы бір қызметкерге 700 мың теңге мөлшерінде $\text{Ш}_{\text{еаа}}$ қабылданады. $\text{Ш}_{\text{кеа}}$ мәні $\text{Ш}_{\text{неа}}$ мәнінен 10-15% тең қабылданады. Еңбек ақыдан аударымдар $\text{Ш}_{\text{еаа}}$ тамшылар мен тамшылар сомасының 11% - на тең (Әлеуметтік салық және зейнетақы қорына жарналар) $\text{Ш}_{\text{неа}}$ және $\text{И}_{\text{кеа}}$ қабылданады.

Амортизацияны есептеу

Амортизация белгілі болғандай, жабдықтың табиғи және моральдық тозуы үшін қаржылық өтем болып табылады және тозған жабдықтың орнына күрделі жөндеуге және жаңа жабдықты сатып алуға (жөндеуге) жұмсалады. Станцияның жалпы күрделі салымдарына амортизациялық аударымдар депозиттердің құнынан пайызбен (әдетте әдебиетте: негізгі құралдар, мекемелердің негізгі қорлары, негізгі капитал). Әрбір жабдық үшін жұмыс уақытына және өндіріс процесінде өндірістік қорлардың мақсатына байланысты амортизацияның меншікті нормалары белгіленеді.

Амортизацияның ең жоғары нормалары Қазақстан Республикасы Президентінің 1995 жылғы 24 сәуірдегі N 2235 Жарлығымен бекітілген заң күші бар қаулыға байланысты амортизация нормалары жоғарыда қолданылмайды [16].

Негізгі құралдардың (күрделі салымдардың) құнын анықтау үшін алдын ала есептеулерде ТМД елдерінде және шетелде меншікті күрделі салымдардың көрсеткіші $K_{\text{менш}}$ кеңінен қолданылады. Оның мәні станцияның бір түрі шегінде де энергоблоктарға жатады, олардың саны пайдаланылатын отынның түріне және экологиялық талаптарға байланысты. Белгіленген қуаты 500 МВт-тан жоғары ЖЭО үшін АҚШ долларының құнын $K_{\text{менш}}$ есептегенде 380 теңге белгіленген қуаты бар ЖЭО үшін 1600\$ / кВт алу қажет.

$$K = K_{\text{менш}} \cdot N_{\text{орн}}, \text{ млн. теңге.} \quad (4.13)$$

$$K = 1600 \cdot 500 \cdot 300 = 108\,000 \text{ млн. теңге.}$$

Орташа алғанда, агрегаттар мен станцияның жалпы қуатына, пайдаланылатын отын түріне байланысты амортизация нормасы 3% - ды құрайды. Жалпы есептеу үшін амортизация нормаларын K құнының 7% мөлшерінде қабылдау керек.

$$\text{Ш}_a = 0,07 \cdot K, \text{ млн. теңге} \quad (4.14)$$

$$\text{Ш}_a = 0,07 \cdot 108\,000 = 7560 \text{ млн.теңге}$$

Техникалық қызмет көрсетуге арналған шығындарды есептеу

Бұл шығындар Өндірістік жабдықты ағымдағы жөндеуге арналған шығындардан басқа және жұмыс жағдайында (тазалау және майлау материалдары) жабдықтарды техникалық тексеруге және қызмет көрсетуге арналған шығындарды қамтиды:

$$\text{Ш}_ж = 0,15 \cdot \text{Ш}_a, \text{ млн.теңге.} \quad (4.15)$$

$$\text{Ш}_ж = 0,15 \cdot 7560 = 1134 \text{ млн.теңге.}$$

Шығарындылар үшін төлем есебі

Төлем шығарындылары зиянды заттардың көлеміне байланысты шығарындылар. Олар, өз кезегінде, жағылатын отынның түріне (көмір, газ, мазут), оның мөлшері мен зиянды заттарды ұстау тәсіліне (электр сүзгілері, эмульгаторлар) байланысты [17].

Біздің жағдайда, бұл компонент қолданыстағы станциялармен салыстырғанда ұқсастық әдісімен анықталуы тиіс. Екібастұз көмірін жағудан шыққан шығарындылар үшін төлемақы мөлшері табиғи отынның бір тоннасы үшін 110-120 теңге шегінде тұратыны анықталды, мұнда:

$$\text{Ш}_{\text{шығ}} = (110 - 120) \cdot V_{\text{т}}, \text{ млн.теңге.} \quad (4.16)$$

$$\text{Ш}_{\text{шығ}} = 120 \cdot 790 = 948,64 \text{ млн.теңге.}$$

Станциялық және цехтық шығындарды есептеу

Бұл әкімшілік-басқару шығыстарының құрамдас бөлігі (жалақы, қызметтік шығыстар, іс-сапар шығыстары), жалпы кәсіби (ұстау, амортизация, жалпы станциялық объектілерді ұстау, сынау, зерттеу, еңбекті ұтымды пайдалану және қорғау), мақсатты шығыстарға арналған аударымдар (техникалық жылжыту, жоғары оқу орындарын ұстау), цехтарды ұстау және басқару (цехты басқару үшін жалақы, амортизация және ғимараттарды ұстау және ұстау шығындары, еңбекті қорғау шығындары) [17].

Масштабты есептеу үшін келесі конфигурацияны пайдалануға болады:

$$\text{Ш}_{\text{жалпы}} = (0,2 \div 0,25) \cdot (\text{Ш}_a + \text{Ш}_{\text{са}} + \text{Ш}_{\text{шығ}}) = 2236 \text{ млн. теңге.} \quad (4.17)$$

Энергиямен жабдықтау құнын есептеу

ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын өндіруге байланысты шығындарды осы құрамдастарға бөлу қажет. Бұл шығындарды бөлу бөлу есептеріне негізделген:

$$K_6 = \frac{B_3}{B_{III}} = 1 \quad (4.18)$$

Ол қанша отын (үлеспен немесе % - бен) электрмен жабдықтауға жұмсалатынын көрсетеді, ал айырмашылық $(1-K_6)$ - жылу энергиясына отын шығысының үлесін көрсетеді. Есеп табиғи немесе әдеттегі отынмен жүргізілуі тиіс.

Берілген материалдың түріне байланысты алынған көрсеткішке ұқсас әрбір компонент бойынша шығындарды бөлу және нәтижелерді 2.2-кестеге енгізу қажет.

4.2 кесте - Электр қайратын өндіруге кететін шығыстар құраушылары

Шығындар құраушылары	Ш, жалпы, млн.тг
Отын, $Ш_{отын}$	1739,189
Су, $Ш_c$	438,75
Еңбек ақы қоры, $Ш_{ea}$	435,6
Амортизациялық аударымдар, $Ш_a$	7560
Жөндеу, $Ш_ж$	1134
Жалпы стансалық, $Ш_{жс}$	2236,062
Шығарындыларға төлемдер, $Ш_{шығ}$	948,648
Барлық шығындар	14 492,25

Электрмен жабдықтау құны былайша анықталады (2-кестенің үшінші бағанының алымы):

$$S_3 = \frac{Ш_{отын} + Ш_c + Ш_{ea} + Ш_a + Ш_ж + Ш_{жс} + Ш_{шығ}}{\mathcal{E}_{жіб}} = 8,7 \text{ теңге/кВтсағ}} \quad (4.19)$$

Жылу электр станцияларының құрылысын және пайдаланылуын экономикалық бағалау

ЖЭО-ның құрылысы мен пайдалануын экономикалық бағалау шешім қабылдаудың бастапқы кезеңдерінде әдетте бизнес-жоспар негізінде жүргізіледі, егер ол жақсы нәтижелерді көрсетсе, инвестициялық жоба жасалған. Бұл жобаның басқа да уақытша және барлық кешенді шығындарын ескере отырып, алтын техникалық-экономикалық шешімдерді қабылдауды бағалаудың қазіргі заманғы әдісі: баға және перспективалық тарифтік саясат, сату көлемі, жобадан түскен пайда мен кіріс, несиені өтеуден түскен пайда бөлігі, компания кредит алатын банктің пайыздық ставкасы, кредитті өтеу мерзімі [15].

Ірі энергетикалық объектілерді салу мен пайдалануды қаржылық-экономикалық бағалаудың күрделілігі инвестициялардың бірнеше кезеңге түсуіне және жобаны іске асыру нәтижелерінің ұзақтығына байланысты

болады. Мұндай операциялардың ұзақтығы инвестицияларды бағалауда белгісіздікке және қателер тәуекеліне әкеледі.

Сондықтан іс жүзінде инвестициялық жобаларды бағалау әдістері пайдаланылады, ол кезде жобаның қателігі деңгейі барынша азайтылады. Бұл әдістерге таза келтірілген құнды (NPV), жобаның өтелу мерзімін (PP) анықтау, пайданың ішкі нормасын есептеу (IRR), инвестицияның рентабельділігін есептеу (Pi), инвестицияның бухгалтерлік рентабельділігін есептеу (ROI) жатады. Әрине, іс жүзінде инвестициялық жобаларды бағалаудың барлық 5 әдісі әрдайым қолданылмайды. Сондықтан бұл жұмыста тек алғашқы 3 әдіс қолданылады.

Кіріспеде айтылғандай, әлемдік тәжірибеде ірі энергетикалық объектілерді (станцияларды, электр желілерін) осындай экономикалық жағдайларда (одан да күшті) салу мемлекеттің қолдауымен, яғни бюджет қаражаты есебінен жүзеге асырылады. Естеріңізге сала кетейік, мемлекеттік қаржыландыру үлесі 60-80% - ға жетуі мүмкін. Бұл мемлекетке стратегиялық объектілерді басқаруды сақтауға мүмкіндік береді. Қаражаттың қалған бөлігі акционерлік қоғам құру есебінен банктерден жеңілдікті Мемлекеттік кредиттер алады. Ірі энергетикалық объектілерді қаржыландырудың бұл стратегиясы ірі күрделі салымдарға, салынған қаражаттың өтелімділігінің ұзақ мерзіміне байланысты болады және ұлттық экономиканың бастапқы дамуында энергетикалық сектордың қалыпты жұмыс істеу ерекшеліктерінің бірі болып табылады.

Инвестициялық жобаны бағалау кезінде тек төрт көрсеткіш қолданылады[15]:

I_0 - бастапқы инвестициялар;

CF - кредитті өтеуге бағытталған ақша ағыны;

r - кредит бойынша банктің пайыздық ставкасы (10%);

n - кредиттің күнтізбелік жылы.

Инвестициялық жобаларды әзірлеу және талдау кезінде пайданы есептеу және несиені өтеуге бағытталған қаржы ағындарын есептеу неғұрлым күрделі болып табылады.

Біздің ЖЭС-на электр энергиясын жеткізуге арналған тарифтің рентабельділігі 25% құрайды, бұл,:

$$Tэ = Sэ \cdot 1,25 \text{ теңге/кВтсағ}, \quad (4.20)$$

$$Tэ = 1,25 \cdot 8,7 = 10,875 \text{ теңге/ кВтсағ}.$$

Жылу электр станциясына тең электр энергиясын өткізуден түсетін кіріс::

$$\text{Кіріс} = Tэ \cdot \text{Эжіб}, \text{ млн. теңге}, \quad (4.21)$$

$$\text{Кіріс} = 10,875 \cdot 2720 = 29\,580 \text{ млн. теңге},$$

Ал жалпы шығындар былайша анықталады:

$$\text{Ш} = S_3 \cdot \text{Әжіб}, \text{ млн.теңге.}, \quad (4.22)$$

$$\text{Ш} = 1,06 \cdot 2720 = 2898 \text{ млн.теңге.}$$

Олардың айырмашылығы пайда сомасын береді:

$$\text{П} = \text{Кіріс} - \text{Ш}, \text{ млн.теңге}, \quad (4.23)$$

$$\text{П} = 29\,580 - 2898 = 26\,682 \text{ млн.теңге.}$$

Пайда салығын төлегеннен кейінгі таза пайда, оның сомасы 20 % :

$$\text{ТП} = \text{П} \cdot (1-0,2), \quad (4.24)$$

$$\text{ТП} = 26\,682 \cdot (1-0,2) = 21\,345,6 \text{ млн.теңге,}$$

бұл толығымен банкке несиені өтеуге жұмсалады, демек, қаржылық ағындар CF құрайды

NPV таза келтірілген құнын анықтау тәсілі

Осы инвестициялық жобаны іске асыру нәтижесінде компанияның құны ұлғайтылуы мүмкін (немесе осы кезеңде осы инвестициядан таза пайда көрсетілген) және былайша айқындалады:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 \quad (4.25)$$

4.3 кесте - бастапқы қаржылық салымдар

п,жыл	CF	R ₁₀	PV ₁₀	NPV
0	108000	1	-108000	-108000
1	25261	0,909091	22964,55	-85035,5
2	25261	0,826446	20876,86	-64158,6
3	25261	0,751315	18978,96	-45179,6
4	25261	0,683013	17253,6	-27926
5	25261	0,620921	15661	-55852,1
6	25261	0,564474	14146	-3704,12
7	25261	0,513158	1263,6	8926,48
			8926,48	

$$R = \frac{1}{(1+r)^n} \quad (4.26)$$

NPV есептеу бірінші PV мәнінің оң жағында орналасқан.

4.2 Пайданың ішкі нормаларын IRR есептеу әдісі

Пайданың ішкі нормасы инвестициялардың рентабельділік деңгейін көрсетеді. Бұл NPV=0 қандай r мәнін көрсетеді:

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0. \quad (4.27)$$

Бұл дисконтталған қатынас ($R = 1/(1+r)^n$) инвестицияларды жақсы және пайдасыз деп бөледі. IRR инвестициялау үшін капитал алынған бағаны және оны пайдаланған кезде ол қандай таза пайда деңгейін (барьерлік коэффициент) алғысы келетінін назарға ала отырып, фирма өзі үшін таңдалған депозиттердің өтелу деңгейімен салыстырады [15].

4.4 кесте - IRR есептеу

n, жыл	CF	R_{15}	PV	NPV
0	-108000	1	-108000	-108000
1	25261	0,869565	21966,09	-86033,9
2	25261	0,756144	19100,95	-66933
3	25261	0,657516	16609,52	-50323,5
4	25261	0,571753	14443,06	-35880,4
5	25261	0,497177	12377,4	-71760,8
6	25261	0,432328	10862,2	-35521,6
7	25261	0,375937	9346,6	14990,78
			14990,78	

IRR мәні төменде анықталады:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) \quad (4.28)$$

$$IRR = 10 + \frac{2803.77}{2803.77 + 1659.14} \cdot 2 = 16,8 \%$$

IRR жоба бойынша тәуекел деңгейінің көрсеткіші болады-фирма қабылдаған бар-коэффициенттен қанша IR артық болады, сондықтан жобаның беріктік қоры көп болады және әсіресе болашақ қаржылық түсімдерді бағалауда қателіктерден қорықпайды.

4.3 Инвестицияның өтелу мерзімін РР есептеу

Бұл әдіс бастапқы инвестициялардың рентабельділігін анықтайды:

$$PP = \frac{I_0}{CF_n} = \frac{108\,000}{25\,261} = 4.2 \text{ жыл} \quad (4.29)$$

Сонда 4 жыл 2 ай толық өтеп болады.

Қорытынды

Біз бұл жұмыста қайта құру және кеңейту процессін толығымен қарастырдық, яғни газ турбиналық қондырғы SGT-800 және пайдаға асырғыш қазанды орнаттық.

Негізгі бөлімде жалпы Атырау ЖЭО сипаттамасын, газ турбинымен пайдаға асырғыш қазанның пайдасы мен кемшіліктерін анықтадық және оларды жылулық есебін қарастырып, қондырғыларды орнатқаннан кейін Атырау ЖЭО тек пайдаға жұмыс істейтініне көз жеткіздік.

Қаржылық өзгерістерде ЖЭО кеңейту мен қайта құру бойынша жаңа бағыттамаларды бөліп қарастырдық, экономикалық тиімділікті жылдам арттыруға мүмкіндік беретін, экологиялық таза қор үнемдеуші технологияларды пайдалану арқылы зиянды қалдықтарды азайтып және күрделі қаржылық салымдарды қысқарттық.

Бастапқы инвестициямыз 108 млрд. тг.

Жалпы шығыны 14,492 млрд. тг.

Инвестицияның өтелу мерзімі 4 жыл 2 ай болды.

Адамның қауіпсіздігін қарастыра отырып, Атырау қаласында Солтүстік-Батыс, Батыс жерлері басым болғандықтан қаланың Оңтүстік-Шығыс, Шығыс бөліктеріндегі ауа көбірек ластанатынына көз жеткіздік. Себебі, ол жерлер төменде орналасқан екен. Сондықтан ауаны ластайтын завод, фабрикаларды қаланың Оңтүстік-Шығыс, Оңтүстік-Батыс жерлеріне салуға болмайды. Ал Солтүстік-Батыс, Батыс жерлеріне жеке тұрғын үйлер, демалыс аймақтарын, курорттар, санаторийлер салуға мүмкіндік береді.

Әдебиеттер тізімі

- 1 Экономика и управление в энергетике: Н. Кожевникова.- Изд. Центр «Академия», 2003 г.
- 2 Нұрекен Е. Жылу электр станцияларының қазандық қондырғылары: АЭЖБИ, 2007 – 270 бет.
- 3 Дипломдық жоба. Методикалық нұсқау И.Б.Бақытжанов.– Баспа Алматы: АЭЖБИ, 2007 ж.
- 4 Бақытжанов И.Б. Сығымдағыштар және жылулық қозғалтқыштар: Оқулық. – Алматы: pug-print, 2015. – 265 б.
- 5 Жылу электр станцияларының қазандық қондырғылары: Оқу құралы / Бақытжанов И.Б. – Астана: Фолиант, 2018. – 336 б.
- 6 Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем. Зингер Н.М. Энергоатомиздат, 1985 г.
- 7 Сала экономикасы: Оқу құралы, Түзелбаев Б.И. АЭЖБУ: Алматы, 2007ж.
- 8 Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС Рихтер Л.А.
- 9 Жылуэнергетика және жылутехнологияларда энергияны үнемдеу. Оқу құралы Бақытжанов И.Б. Алматы: АЭЖБУ, 2009 ж.
- 10 Интернет-ресурс: <http://ohrana-bgd.narod.ru/sosud1.html>.
- 11 Модернизация Алматинской ТЭЦ - 2 путём изменения водно-химического режима системы подготовки подпиточной воды с целью повышения температуры сетевой воды до 140 – 145 0С.
- 12 Ф.Р. Жандаулетова, А.С. Елимбетова. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат. Алматы: АИЭС, 2009. 34 с.
- 13 Жылу электр станциялары: Оқулық / А.М. Достияров, Г.М. Тютеебаева. – Астана. С. Сейфуллин атындағы Қазақ агротехникалық университетінің баспасы, 2017, 152 б.
- 14 ТЭО "Реконструкция и расширение Алматинской ТЭЦ-2 АО "АлЭС" III очередь" КНИГА 2. Том 2.2.
- 15 В. Н. Гонин экономическая оценка инвестиций. Учебное пособие для студентов направления 080100.62 – Экономика. – Забайкальский государственный университет, 2013 г.
- 16 Налоговый кодекс РК. Другие обязательные платежи. Глава 71. Плата за эмиссии в окружающую среду.
- 17 Большая техническая энциклопедия. Общестанционные расходы.