

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Ә. Бүркітбаев атындағы Өнеркәсіптік автоматтандыру және цифрлау институты

«Энергетика» кафедрасы

Нұралтайұлы Нұрмұхан

Екі тізбекті бугаз қондырғысының техникалық-экономикалық көрсеткіштерін
есептеу

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

5B071700 – Жылу энергетикасы

Алматы 2021

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Ә. Бүркітбаев атындағы Өнеркәсіптік автоматтандыру және цифрлау институты

«Энергетика» кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
«Энергетика» кафедрасының
меңгерушісі, PhD,
қауымдастырылған профессор

 Е.А.Сарсенбаев
«7» маусым 2021 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Екі тізбекті бугаз қондырғысының техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу»

5B071700 – Жылу энергетикасы

Орындаған:



Нұралтайұлы Н.

Ғылыми жетекші
PhD, қауымдастырылған
профессор

 Е.А.Сарсенбаев

Алматы 2021

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

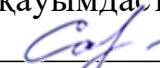
Ә. Бүркітбаев атындағы Өнеркәсіптік автоматтандыру және цифрлау институты

«Энергетика» кафедрасы

5B071700 – Жылу энергетикасы мамандығы

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі, PhD,
қауымдастырылған профессор

 Е.А. Сарсенбаев
«5» наурыз 2021 ж.

**Дипломдық жұмыс орындауға
ТАПСЫРМА**

Студент Нұралтайұлы Н.
Тақырыбы «Екі тізбекті бугаз қондырғысының техникалық-экономикалық көрсеткіштерін есептеу»
Университет ректорының 2021 ж. «12» мамырындағы №614-б бұйрығымен бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі 2021 жылғы 8 маусым

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

а) Жалпы мәлімет;

ә) Бу газ қондырғысының параметрлерін анықтау;

б) Екі тізбекті бу газ қондырғысының есебі;

в) БГҚ экономикалық көрсеткіштері.

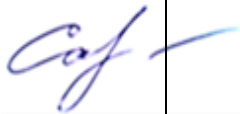
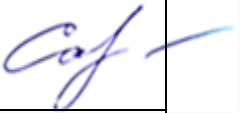
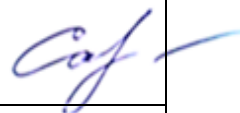

Сызбалық материалдар тізімі: Сызбалық материалдарды слайдпен дайындау
Ұсынылатын негізгі әдебиет:

1. Цанев С.В. Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электротанций: Учебное пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанева- М.: Издательство МЭИ, 2002.- 584 с.

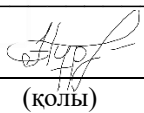
Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге көрсету мерзімдері	Ескерту
БГҚ жылу схемасының есебі	26.03.20201	жоқ
БГҚ экономикалық көрсеткіштерін анықтау	16.04.2021	жоқ
Капиталды салымдар тиімділігін экономикалық бағалау	14.05.2021	жоқ

Аяқталған жұмысқа қойылған
кеңесшілер мен норма бақылаушының
қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Ғылыми жетекші, кеңесшілер	Қол қойылған күні	Қолы
БГҚ жылу схемасының есебі	Сарсенбаев Е.А., PhD, қауымдастырылған профессор	01.06.2021	
БГҚ экономикалық көрсеткіштерін анықтау	Сарсенбаев Е.А., PhD, қауымдастырылған профессор	02.06.2021	
Капиталды салымдар тиімділігін экономикалық бағалау	Сарсенбаев Е.А., PhD, қауымдастырылған профессор	04.06.2021	
Норма бақылаушы	Бердибеков А.О., сениор-лектор	07.06.2021	

Ғылыми жетекшісі _____  /Сарсенбаев Е.А./

Тапсырманы орындауға алған студент _____  /Нұралтайұлы Н./

Күні «5» наурыз 2021 ж.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыстың мақсаты белгілі бір нысанға екі тізбекті бу-газ қондырғысын орнату арқылы, сол қондырғының техникалық-экономикалық көрсеткіштерін анықтап, оның қаншалықты тиімді екенін бағалау болып табылады.

Зерттеу пәні: Екі тізбекті бу-газ қондырғысының техникалық-экономикалық көрсеткіштері;

Зерттеу нысаны: Текелі ЖЭО-1.

АННОТАЦИЯ

Цель дипломной работы состоит в том, чтобы установить двухконтурную парогазовую установку на конкретном объекте, определить технико-экономические показатели этой установки и оценить, насколько она эффективна.

Предмет исследования: технико-экономические показатели двухконтурной парогазовой установки;

Объект исследования: Текелийская ТЭЦ-1.

ANNOTATION

The purpose of the Graduation work is to determine the technical and economic indicators of this unit by installing a two-circuit steam and gas installation on a particular object and evaluate how effective it is.

Subject of research: technical and economic indicators of a two-circuit steam and gas installation;

Object of research: Tekeli CHP-1.

МАЗМҰНЫ

Кіріспе	7
1 Теориялық мәліметтер	9
1.1 Турбина құрылысына қысқаша шолу	9
1.2 Энергетикалық ГТҚ-дағы газ турбиначасы	13
1.3 Энергетикалық ГТҚ-ның компрессоры	14
1.4 Энергетикалық ГТҚ-ның жану камерасы	14
1.5 Бу-газ қондырғысы	15
1.6 БГҚ утилизациялық қазандығы	16
2 «Текелі энергочешені» ЖШС	18
2.1 «Текелі энергочешені» ЖШС туралы жалпы мәліметтер	18
2.2 ЖЭО бас корпусының орналасуы	18
2.3 Жабдықтарының сипаттамалары	18
2.4 БГҚ орнату тиімділігі	19
2.5 Екі контурлы БГҚ-ның жылу схемасын есептеу	21
3 Экономикалық бөлім	27
3.1 ЖЭО электр және жылу энергиясын берудің өзіндік құнын анықтау	27
3.2 Капиталды салымдар тиімділігін экономикалық бағалау	36
Қорытынды	38
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	40

КІРІСПЕ

Дипломдық жобаның мақсаты: жылу электр орталығының жағдайында екі контурлы бу-газ қондырғысын (БГҚ) құру бойынша зерттеулер жүргізу. Соның ішінде энергия үнемдеу жөніндегі іс-шараларды ескере отырып, зерттеу нәтижелерін есептік-графикалық бөлікпен және техникалық-экономикалық талдаумен растау.

Алға қойылған мақсатқа сәйкес, келесідей міндеттерді шешу жүктеледі.

- «Электр станцияларының бу-газ қондырғылары» жайындағы теориялық ережелерді, статистикалық материалдарды, анықтамалық және ғылыми әдебиеттерді зерделеу;
- "ТЭК" ЖШС-де БГҚ құру бойынша талдау жүргізу және ұсыныстар дайындау;
- БГҚ-сын орнатуға байланысты техникалық есептемелер жүргізу;
- ұсынылған техникалық шешімдердің экономикалық тиімділігін есептеп шығаруды орындау.

Біздің мемлекетімізде негізінен электр және жылу энергиясының негізгі үлесі бу турбиналық блоктары бар жылу электр станцияларында (ЖЭС) табиғи отынды (көмір мен мазут) жағу процесінде алынатын энергиямен барлық жүйе қамтамасыздандырылады.

Өзектілігі: Электр энергиясының біркелкі емес тұтынылуының артуы, сыни критикалық бу параметрлерінің енгізілуі, белгіленген қуаттылықтың тез өсуі және ЖЭО жабдығының күрделенуі, олардың жұмыс істеу сапасына жоғары талаптарды қояды. Оның басты талаптары: сенімді, тиімді және қауіпсіз жұмыс және қоршаған ортаны қорғау болып табылады. Соған қарамастан, бу турбиналық қондырғыларды жақсарту перспективаларын есептей отырып қарасаңда, (бастапқы қысым мен температураны жоғарылату, қайталама қыздыруды енгізу, өз қажеттіліктері үшін шығындарды азайту және т.б.) олардың техникалық шегіне жақын нақты экономикалық көрсеткіштерден аса алмауда. Осылайша, энергетика саласында энергетикалық жабдықтардың игерілген түрлері шеңберінде отын-энергетикалық ресурстарды пайдаланудың үлестік техникалық-экономикалық көрсеткіштерін одан әрі арттыру бойынша перспективалар бар екеніне қарамастан, энергия үнемдеуді арттырудың ықтимал тәсілдері туралы мәселе өзекті болып қалуда.

Энергетика саласын дамытудың перспективасы жоғары, әрі бізге тиімді бағыты газ турбиналы және бу-газ қондырғыларымен байланысты болып келеді. Олардың болашағының бар болуының басты себептерінің бірі техникалық, экономикалық және экологиялық тұрғыдан табиғи газды пайдалану қатты отынға қарағанда бірсыпыра артықшылықтарымен ерекшеленеді. Сонымен қатар, бу-газ қондырғыларын эклуатациясы кезінде энергияны пайдалану тиімділігі едәуір артады, өйткені бұл қондырғылар конденсациялық режимде тұтынушыларға электр энергиясын таза ПӘК-і 55-60% жуық мәнде беретін әлемдегі жалғыз энергетикалық қондырғы болып табылады.

Қазіргі таңда компьютерлік технологияларды қолдану кезінде жылу схемалары мен газ турбиналық (ГТҚ) және бу-газды (БГҚ) қондырғылардың элементтерін есептеу тәсілдері жетілдірілді. ГТҚ жану камераларында Отын жағудың прогрессивті технологиялары есебінен энергия пайдаланудың тиімділігін арттыруға және қондырғылардың экономикалық көрсеткіштерін жақсартуға ерекше назар аударылуда. Сонымен қатар, бүгінгі күні БГҚ-ның бу циклы үнемі жетілдіріліп отырады, оларды кеңінен енгізу болашақта ең жақсы бу турбиналық қондырғылардың көрсеткіштерімен салыстырғанда отынның нақты шығындарын азайтуға мүмкіндік береді.

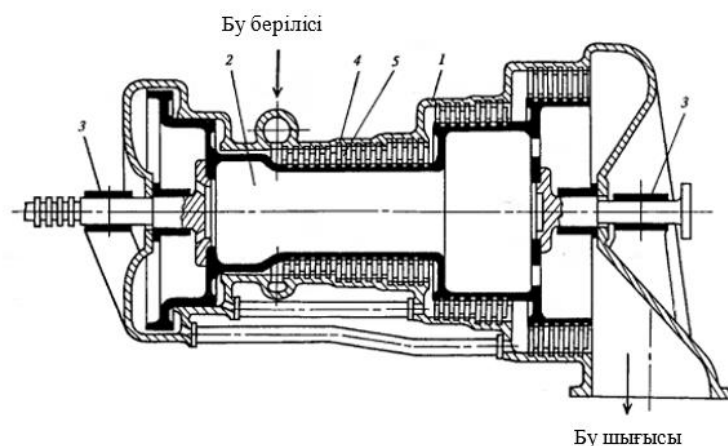
1 Теориялық мәліметтер

1.1 Турбина құрылысына қысқаша шолу

Энергетика саласының экономиканың саласы ретінде өнеркәсіптік дамуы электр энергиясын генерациялауға, кернеуді трансформациялауға және электр энергиясын алыс қашықтықтарға тасымалдауға арналған тиісті жабдықтар, ауыспалы ток жүйесін 1886 жылы құрудан бастау алады. Сонымен қатар, аталмыш жылдарда электр энергиясын өндіру үшін жылу және гидравликалық станциялар салына бастады. Бүгінгі таңда ЖЭС-да электр тогының генераторларының басым көпшілігінде турбиналық жетек бар.

Жалпы айтқанда, жылу энергетика саласы бастау алғаннан бастап бу турбиналық қондырғы мен газ турбиналық қондырғылардың термодинамикалық циклдерінің арасындағы ерекше бәсекелестікті байқауға болады.

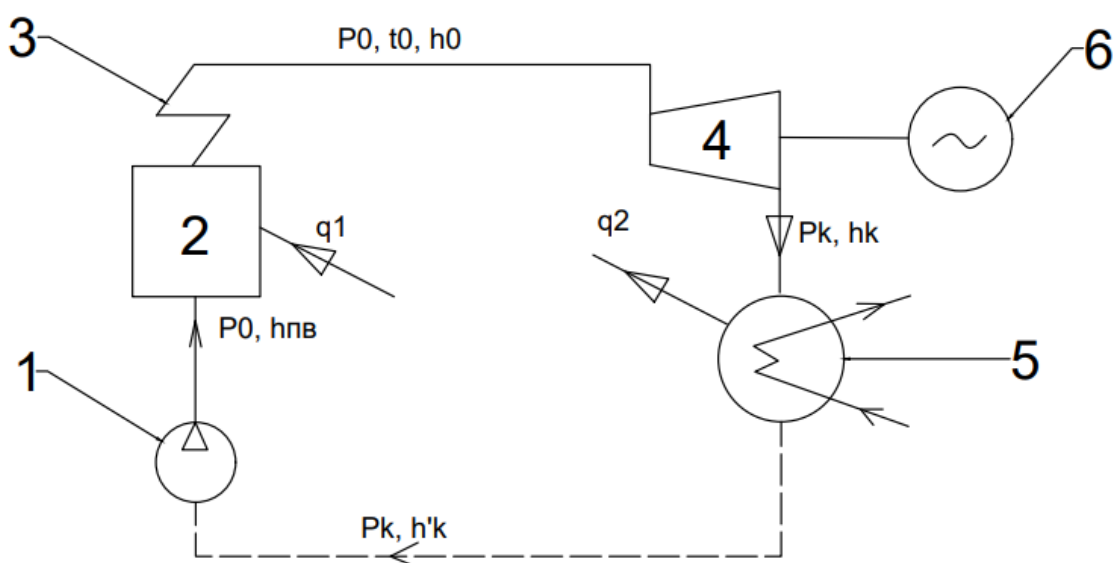
Ең алғашқы бу турбиналарын XIX ғасырдың аяғында швециялық өнертапқыш Густав Лаваль мен англиялық Чарльз Парсон ойлап шығарған. Густав Лавальдің турбинасында будың кеңеюі тек бір сатыдағы саптама торында бастапқы қысымнан соңғы қысымға дейін жүрді, бұл саптама арналарынан будың өте жоғары деңгейдегі шығу жылдамдығын тудырды, соған байланысты бұл турбиналардың шамадан тыс үлкен айналу жылдамдығы мен жиілігі болуы қажет болатын. Сонымен қоса, мұндай турбиналардың ПӘК-і де өте төмен болды. Соған байланысты, Парсонс көп сатылы реактивті турбинаны ұсынды, онда будың кеңеюі бір емес, бірінен кейі бірі орналасқан бірқатар сатыларда, тек қозғалмайтын саптамаларда ғана емес, сонымен қатар айналмалы жұмыс торларда да будың кеңеюі жүзеге асты (1-сурет). Осының арқасында машинаның саптамалы торлардан шыққан кезде бу жылдамдығы Лавальға қарағанда едәуір төмен және жұмыс қалақшаларының айналмалы жылдамдығы аз болды.



1-корпус; 2-барабан; 3-мойынтірек;
4,5- бір сатының саптама және жұмыс қалақтары

1-сурет – Көп сатылы реактивті турбина

Жұмыс денесі су буы болып табылатын қарапайым бу күштік қондырғысына энергетикалық қазандық 2, бу турбинысы 4, электр генераторы 6, қоректік сорғы 1, бу қыздырғыш 3 және конденсатор 5 кіреді.

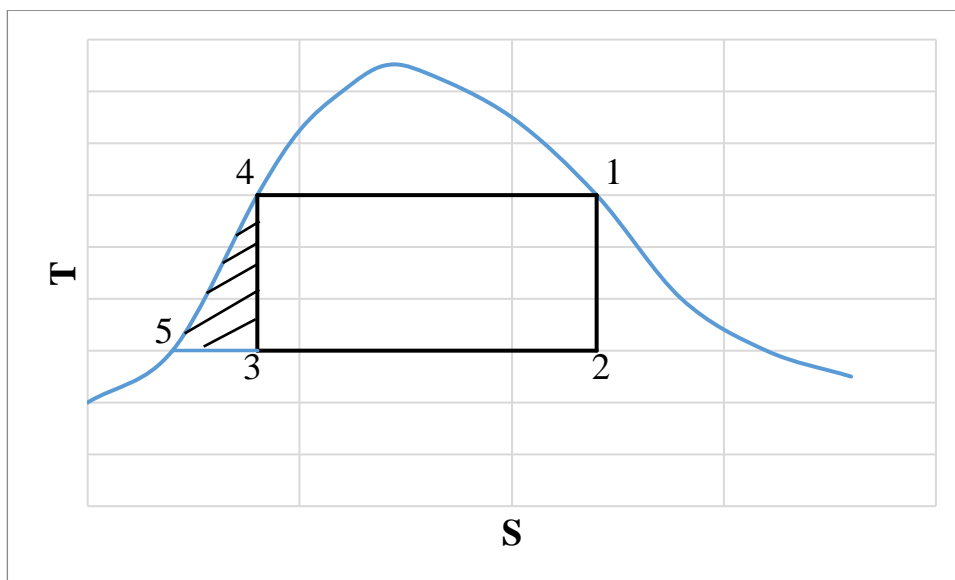


1-қоректік сорғы; 2-энергетикалық қазандық; 3-бу қыздырғыш;
4-бу турбинысы; 5-конденсатор; 6- электр генераторы

2-сурет – Бу күштік қондырғының принципіалдық схемасы

Егер бұл қондырғы бу қыздырғышсыз жүзеге асырылса, бу турбинысына қаныққан бу түседі. Бұл жағдайда техникалық түрде Карно циклін жүзеге асырудың мүмкіндігі бар. Шынында да, дымқыл бу үшін қазандықтағы жылу берудің изобарлық процестері және оны пайдаланылған будың бір бөлігін конденсациялау арқылы жою изотермиялық болып табылады.

T-s-диаграммасындағы қаныққан буға арналған Карно циклі 3-суретте көрсетілген. 3-4 нүктелер аралығында жоғары ылғалданған будың арнайы конденсаторында оны толық конденсацияланғанға дейін адиабаталық сығу болады, 4-1 - қазандықтағы судың булануы, 1-2 - турбинадағы будың адиабаталық кеңеюі, 2-3 - арнайы конденсатордағы будың конденсациясын білдіреді.



3-сурет – T,s диаграммасындағы ылғалды буға арналған Карно циклі

Ылғал будың конденсацияланғанға дейінгі сығылу жұмысы судың сығылу жұмысынан бірнеше есе асады, нәтижесінде бу күштік қондырғыларында (БКҚ) Карно циклы толық қолданылмайды. Себебі ол тек идеалды циклде жұмыс жасайды. Оның орнына конденсаторда пайдаланылған будың толық конденсациясы бар цикл қолданылады. Бұл цикл-Ренкин циклі деп аталады.

Аса қызған буда жұмыс істейтін бу күштік қондырғыларының идеалды Ренкин циклі T,s диаграммасында сурет 4 көрсетілген. Бұл диаграммада: a/a – қоректік сорғыдағы судың адиабаттық сығылу процесі; ab - қазандықтағы суды қайнау температурасына дейін қыздыру процесі; bc – қазандықтағы судың булануы; cd – бу қыздырғыштағы буды қыздыру процесі; турбинадағы будың изоэнтропиялық кеңеюі; ea – конденсатордағы қалдық будың конденсациясы. Қазандықтағы суды жылыту, буландыру және қыздыру процестері тұрақты қысым кезінде жүреді. Яғни, 1 кг су мен буға берілген q_1 жылуының барлық мөлшері толығымен жұмыс істейтін дененің энтальпиясын арттыруға жұмсалады (нп.в қоректік су энтальпиясынан H_0 жаңа бу энтальпиясына дейін). Бұл жылу мөлшері T,s диаграммасында 1abcd21 фигурасының ауданында көрсетілген.

жетті, бұл сол заманда үлкен жетістік болды және турбина мен компрессордың жетілуін көрсетті. Сол жылдан бастап энергетикалық ГТҚ-ны жетілдіру және олардың үнемділігін жақсарту жөніндегі шаралар бүгінгі күнге дейін жалғасып, ХХІ ғасырдың басында олардың қуатын 300 МВт-қа дейін және электрлік ПӘК-ін 40% - ға дейін арттыруға мүмкіндік берді.

Жалпы, газ турбиналық қондырғы 3 негізгі элементтерден тұрады. Олар: газ турбины, ауа компрессоры және жану камерасы.

Газ турбиналық қондырғылар бу турбиналық қондырғылардан айтарлықтай ерекшеленеді. Бу турбиналық қондырғылармен (БТҚ) салыстырғанда ГТҚ-ның бірқатар артықшылықтары бар:

- БТҚ мен салыстырғанда ГТҚ айтарлықтай ықшам, себебі, оған бу турбиналық қондырғы сияқты үлкен қазандықты талап етпейді, сондықтан газ турбиналық қондырғының жану камерасы шағын болып келеді. Сонымен қатар, ГТҚ-да конденсациялық қондырғы жоқ;
- Жылдам іске қосуды қамтамасыз етеді (30 сек-30 мин.);
- Конструкциясы бойынша қарапайым және техникалық қызмет көрсету оңай;
- Бірдей қуаттылықта жұмыс істейтін ГТҚ-ның мен БТҚ-ға қарағанда металл шығындары аз;
- Салу құны төмен;
- Салқындату үшін суды қажет етпейді.

Соған қарамастан, ГТҚ-ның кейбір тұстарда БТҚ-мен салыстырмалы түрде кемшіліктері де бар:

- Қазіргі даму кезеңінде ПӘК-і БТҚ-ға қарағанда төмен;
- Эксплуатациясы БТҚ-дан азырақ;
- Шулылығы жоғары;
- Отын түрінің аз түрімен жұмыс жасауы;

1.2 Энергетикалық ГТҚ-дағы газ турбины

Энергетикалық ГТҚ газ турбины ротацциялық типтегі жылу қозғалтқышы болып табылады, онда ауамен араласқан отынның жану өнімдері жұмыс денесі ретінде қызмет етеді.

Жұмыс принципі бойынша газ турбины (ГТ) бу турбинына ұқсас. Оның ағынды бөлігінде жану камерасында алынған ыстық газдардың энергиясы қозғалтқыш білігіне айналады: саптамалы торларда газдардың потенциалдық энергиясы кинетикалық энергияға айналады, содан кейін турбинаның жұмыс қалақшаларының айналуы ротордың айналуы механикалық энергиясына айналады, сосын электр генераторы механикалық энергияны электр энергиясына түрлендіреді. Жалпы жағдайда энергияның 60-70%-ын компрессор мен электр генераторлары өз қажеттіліктеріне пайдаланады.

1.3 Энергетикалық ГТҚ-ның компрессоры

Ауа компрессоры-бұл білігіне газ турбинасынан қуат берілетін турбомашина. Жалпы, бұл қуат компрессордың ағынды бөлігі арқылы өтетін ауаға беріледі, нәтижесінде ауа қысымы жану камерасындағы қысымға дейін көтеріледі. Қазіргі заманғы турбокомпрессорлардың негізгі жұмыс әдісі – динамикалық-айналмалы қалақшалар мен газ ағынының әсерінен газдың сығылуының үздіксіздігін және оның қозғалысын қамтамасыз етеді. Компрессор-қазіргі энергетикалық ГТҚ технологиялық схемасының маңызды элементінің бірі болып саналады.

Конструкциясы бойынша компрессорлар көбінесе осьтік және радиалды (орталықтан тепкіш) болып бөлінеді. ГТҚ-да негізінен осьтік компрессорлар кеңінен қолданылады.

1.4 Энергетикалық ГТҚ-ның жану камерасы

Энергетикалық ГТҚ-ның жану камерасы газ турбинасында жұмыс атқарып, кеңейетін жұмыс денесін (технологиялық процестің талаптарына сәйкес келетін параметрлері бар жану өнімдерін) алуға арналған. Жұмыс денесін жеткілікті температураға дейін қыздыру сығылған ауа ағынында отынды жағу есебінен жану камерасында жүзеге асырылады. Қазіргі дәуіргі ГТҚ-ның жану камералары газ тәрізді отынмен (негізінен табиғи газдар) және сұйық отынның әртүрлі сорттарында жұмыс істейді: газойль, керосин, дизель отыны, Соляр майы, дистиллят. Ең жақсы жану камераларында NOx эмиссиясы 50 мг/м³-ден төмен, ал қалыпты жағдайда 150 мг/м³-ден аспауы тиіс. ГТ алдында жану өнімдерінің белгіленген температуралық деңгейі отынның толық жануы үшін қажетті мөлшерден асатын мөлшерде ауа берумен қамтамасыз етіледі.

Жану камерасының (ЖК) жұмыс шарттары энергетикалық бу қазандығының және оның жану құрылғыларының жұмыс жағдайынан айтарлықтай ерекшеленеді. ГТҚ ЖК-да газ турбинасының жұмыс денесі компрессор беретін сығылған ауа ортасында отынды жағу нәтижесінде тікелей алынады. Энергетикалық қазандықтарды жанармай жану өнімдері су немесе бу түріндегі жанармай мен жұмыс денесі арасындағы аралық зат болып табылады.

Энергетикалық қазандықта жылудың негізгі жоғалуы шығатын газдармен бірге жоғалту болып табылады, ал ең жақсы газ-мазут қазандықтары 94-95% ПӘК-не ие. ЖК-сында бұл шығындар жоқ, өйткені отынның барлық жану өнімдері жұмысты орындау үшін ГТ-ға жіберіледі. Сонымен бірге, энергетикалық газ-мазут қазандығы сияқты, жану камерасында отынның жанбай қалғандағы жылу шығыны аз болады. ГТҚ ЖК-сында жылуды жоғалтудың жалғыз факторы-бұл жақсы оқшауланған жағдайда минималды қоршаған ортамен конвективті жылу алмасу болып табылады. Сондықтан қазіргі ГТҚ ЖК жылулық ПӘК-і 100% - ға жақын.

Энергетикалық қазандықта отынды жағу іс жүзінде атмосфералық қысыммен жүзеге асады, ал ЖК – отынның жануы 1-3 МПа қысым кезінде болады. Бұл жану камерасының ықшам екенін, яғни энергетикалық қазандықпен мүлде салыстыруға келмейтінін көрсетеді. Бұған жану камерасында отынның жануының жоғары жылдамдығы ықпал етеді, ол қысымға тәуелді: қысымның жоғарылауымен химиялық жану реакциясының жылдамдығы айтарлықтай артады.

Энергетикалық қазандықтарда шығар газдармен жылудың аз жоғалуы қажеттілігіне байланысты отын бірлікке жақын ауаның артық коэффициентінде жанады, ал газ турбинасы алдындағы газдардың температурасын ауаның артықтық коэффициенті $\alpha = 2-4$ кезінде шектеу шарты бойынша ГТҚ ЖК-да жағылады. Бұл жану өнімдерінің жоғары тотығу қабілетіне және жану камерасының өзі де, оның артында орнатылған бөлшектердің материалдары мен қорғаныш жабындарын тиісті таңдау қажеттілігіне әкеледі.

ЖК түрі және оның конструкциясы жұмыс денесінің мақсатына, орналасуына, ағындардың бағытына, қыздырғыштардың санына және басқада параметрлерге байланысты. Негізіне ГТҚ-да жану камералардың үш түрі қолданылады: сыртқы, сақиналы және құбырлы-сақиналы.

Соңғы буынның ГТҚ жану камералары сақиналы (Siemens, Alstom фирмалары) немесе құбырлы сақиналы (General Electric, Mitsubishi фирмалары) болып жасалады.

Табиғи газды пайдалану кезінде қазіргі заманғы энергетикалық ГТҚ азот оксиді мен көмірқышқыл газының шығарындыларының төмен деңгейін береді: 10 - 40 ppm (миллионға көлемдік бөліктер).

1.5 Бу-газ қондырғысы

ГТҚ схемасының күрделенуі оның құрылысына жұмсалатын капиталдық шығындарды арттырады, және, сайып келгенде, регенератордағы ауаны салқындату мен жылытудың орнына, ГТҚ – ның шығатын газдарының жылуын пайдалану, қарсы типтегі жылу алмастырғыштарда-утилизациялық қазандықтарда бу шығару үшін жүзеге асырылды, бұл қондырғының бу турбинасында қосымша қуат өндіруге мүмкіндік берді. Осылайша, біріктірілген бу-газ қондырғылары (БГҚ) пайда болды, онда барлық жылу қозғалтқыштарының ең аз меншікті құны бойынша ең жоғары тиімділікке қол жеткізілді (өйткені жану камерасына берілгеннен бөлек қосымша отын, қосымша қуат алу үшін пайдаланылмайды). БГҚ утилизациялық (БГҚ-У) деп аталды. Бұл ең үнемді, сондықтан ең көп таралған БГҚ. БГҚ-У қуаттылығы жағынан қазіргі заманғы қуатты бу күштік энергоблоктарының деңгейіне жетті, ал ПӘК-і жағынан олардан әлдеқайда жоғары. (ең жақсы жұмыс істейтін БГҚ-У 55% - дан жоғары ПӘК-не ие және олардың үнемділігін 60% - ға дейін және одан да көп арттыру қарастырылып жатыр).

Бу-газ циклы – бұл жоғары температуралы циклдің рөлін газ турбиналық цикл, ал төмен температуралы циклдің рөлін бу турбиналық цикл атқаратын екілік циклдің ерекше жағдайы. Жетекші энергетикалық фирмалардың зерттеулері бойынша Брайтон-Ренкиннің біріктірілген цикліндегі ауа қысымының жоғарылауының оңтайлы деңгейі 14-18 және оған сәйкес келетін бастапқы қысым $P_n = 1,3-1,7$ МПа екенін көрсетті.

1.6 БГҚ утилизациялық қазандығы

Утилизация қазандығынан және оның қосалқы элементтерінен (қоректік және айналым сорғыларынан, ауасыздандырғыштан және т.б.) тұратын БГҚ, қазандық қондырғысы бу турбиналық циклде кеңейтуге және қосымша жұмыс жасауға мүмкіндік алатын БКҚ жұмыс денесіне (су және су буы) ГТҚ пайдаланылған газдарының жылуын (олар газ турбинасында толық кеңейгеннен кейін) беру үшін қызмет етеді.

Утилизациялық қазандықтарда (УҚ) от жағатын және отынды жағумен байланысты басқа құрылғыларды қоспағанда, әдеттегі энергетикалық қазандықтың барлық элементтері болады. УҚ-қа ГТҚ жұмыс істеп болған екіншілік газдар оның қыздыру бетіне бірден түседі (экономайзер, буландырғыш, бу қыздырғыш).

Жұмыс денесін жылыту үшін ГТҚ пайдаланылған газдардың жылуын пайдалану дәрежесі УҚ-тың жұмыс істеуіне тікелей байланысты болады. Оның тиімділігі (ПӘК-і) жұмыс денесі алған жылу мөлшерінің ГТҚ-дан келетін газдар шығаратын жылу мөлшеріне газдардың қол жетімді энергиясының қатынасына тең болып келеді.

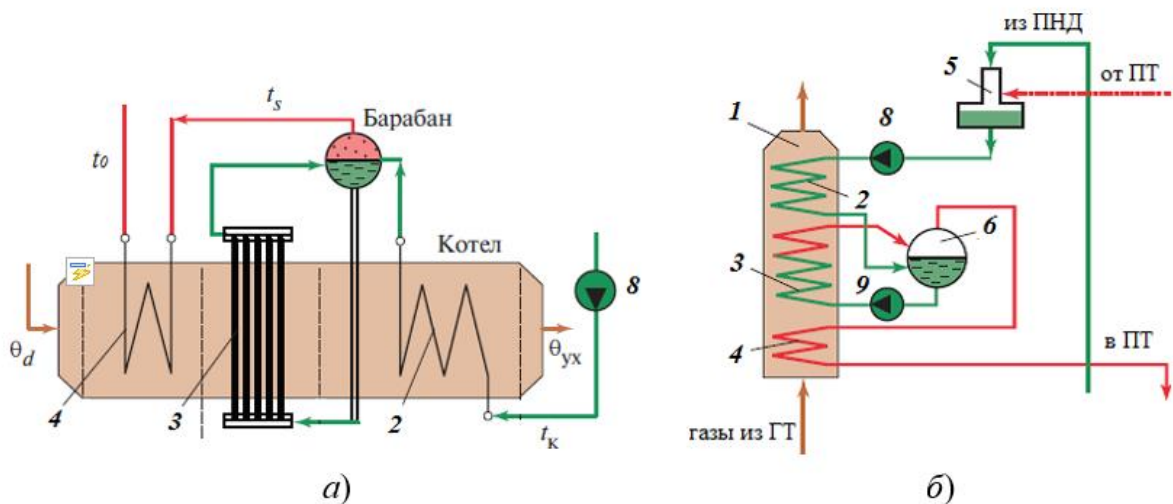
Пайдаланылған газдардың жылуын утилизациялау үшін қолданылатын ГТҚ қазандықтарын әртүрлі сипаттамаларға сәйкес жіктеуге болады:

а) қыздыру буының контурларының саны бойынша: бір, екі және үш контурлы;

ә) бу алу әдісіне сәйкес: барабанды (олар өз кезегінде буландыратын құбырлардағы судың табиғи және мәжбүрлі айналымы бар қазандықтарға бөлінеді) және тікелей;

б) қыздыру газдарының қозғалыс бағыты бойынша: горизанталды және вертикалды.

Бір тізбекті УҚ-да экономайзерден 2 тұратын бу генерациясының бір ғана тізбегі бар (сурет 4), онда конденсат қазандықтың 6 барабанындағы қысымға сәйкес келетін t_s қанығу температурасына дейін қызады, содан кейін буландырғышта 3 бірнеше рет айналымнан кейін құрғақ қаныққан буға айналады және бу қыздырғышта 4 аса қызған бу күйіне келеді. Аса қызған бу-бу турбинасына түседі және жұмыс атқарады.



- 1-утилизациялық қазандық; 2-экономайзер; 3-буландырғыш; 4-бу қыздырғыш;
 5 - деаэратор; 6-барабан; 8 - қоректік сорғы;
 9-буландырғыштағы жұмыс денесін қайта өңдеу сорғысы

5-сурет – горизонтальді (а) және вертикальді (б) утилизациялық қазандығы бар бір тізбекті қазандық қондырғысының принципті жылу схемасы

Қазандықтың қыздыру газдарының температурасы әрдайым БТҚ-ның жұмыс денесінің температурасынан жоғары болғандықтан, егер буландырғыштың артында жылу беттері болмаса, қазандықтан шығатын газдарының температурасы 280-300°C болады. Өйткені қазандыққа ГТҚ-дан келетін газдардың температурасы 540-600°C, сол себепті қазандықтың ПӘК-і соншалықты төмен болғандықтан мұндай БГҚ құру іс жүзінде мүмкін болмайды. Сондықтан қазандықтың шығатын газдарының температурасын төмендету үшін экономайзер орнатылады – нәтижесінде УҚ-тан шыққан кезде шығатын газдардың температурасы төмен болады.

Бір тізбекті БГҚ тиімділігі жағынан ең төмені, өйткені олар ГТҚ шығаратын газдардың жылу энергиясын толық утилизация жасауды қамтамасыз ете алмайды. Бірдей ГТҚ-мен бір тізбекті УҚ-тан екі тізбекті УҚ-қа көшу БГҚ-сының ПӘК-ін шамамен 4%-ға арттырады; екі тізбектен үш тізбекке ауысу кезінде ПӘК тек 1%-ға ғана артады. Үш тізбекті БГҚ ГТҚ-дан шығар газдарының жылуын барынша утилизация жасауды қамтамасыз етеді.

2 «Текелі энергокешені» ЖШС

2.1 «Текелі энергокешені» ЖШС туралы жалпы мәліметтер

"Текелі энергокешені" ЖШС кәсіпорны Алматы облысы Текелі қаласында орналасқан.

"ТЭК" ЖШС – нің негізгі мақсаты – өнеркәсіп орындарын, әр түрлі ұйымдарды және халықты жылумен қамтамасыз ету. Сонымен қатар, Текелі қаласын және оған іргелес жатқан Талдықорған өңірінің елді-мекендерін электрмен жабдықтау.

Қазіргі таңда кәсіпорын құрамына бір жылу электр орталығы кіреді. ЖЭО орнатылған электр және жылу қуаты (01.01.2020 ж.) тиісінше 24 МВт және 55 Гкал/сағ құрайды.

ЖЭО құрамына мыналар кіреді:

- 1) қазандық-турбиналық цех;
- 2) отын-көлік цехы;
- 3) электр цехы.

2.2 ЖЭО бас корпусының орналасуы

Жылу энергиясын өндіруді және бу өндіруді жүзеге асыратын қазандық-турбиналық цех ЖЭО-ның негізгі құрылымдық бөлімшесі болып табылады.

Қазандық-турбиналық цехтың құрамына: қазандық бөлімшесі, турбина бөлімшесі, күл-қож үйіндісі, Багер (шлам) сорғысы, мазут шаруашылығы, химиялық су дайындау, химиялық зертхана, шаруашылық тұрмыстық сарқынды суларды биологиялық тазартудың тазарту құрылыстары, механикалық шеберхана (металл өңдеу станоктарымен жабдықталған), слесарлық және ағаш шеберханалары, дәнекерлеу бекеттері, су тарту құрылыстары кіреді.

Жұмыс тізбесі: отынды жағу, түтін газдарын тазарту, күл-шлактарды күл үйіндісіне тасымалдау, техникалық суды химиялық дайындау, жабдықты жөндеу және техникалық қызмет көрсету.

2.3 Жабдықтарының сипаттамалары

Текелі ЖЭО-ында БКЗ-75-39 ФБ типті үш қазандық агрегаты және Брян турбиналық зауыты өндірісінде жасалған Т-12-35 және К-12-35 екі турбоагрегаты орнатылған.

Табиғи айналымы бар бір барабанды БКЗ-75-39ФБ №1,2,3 типті қазандық агрегаты келесідей параметрлерге ие:

Номиналды өнімділігі - 75т/сағ

Қыздырылған бу қысымы – 39 кгс/см²

Барабандағы қысым – 44 кгс/см²

Қыздырылған будың температурасы – 440 °С

Қоректік судың температурасы - 145 °С

Қазан агрегаты негізінен Қаражыра кен орнынан шығатын көмірді жағу арқылы жұмыс жасайды.

Отынды жағу-тозаң тәрізді; қожды жою – қатты, гидравликалық.

БКЗ-75-39 ФБ шифрының бірінші әріптік бөлігі қазандық агрегатын өндіруші зауытын көрсетеді, яғни – Барнаул қазандық зауыты. Шифрдың екінші бөлігі сағатына тоннада жасалған номиналды өнімділікті береді. Үшіншісі – бу клапанының артындағы жұмыс қысымы, яғни қыздырылған бу қысымын кгс/см²-де береді. ФБ әріптік бөлігі – алаулы-блоктық.

Қазандық агрегат отын шаңында жұмыс істеуге арналған: құрғақ көмір мен антрациттен бастап фрезерлік шымтезекке дейін. Жоғары экономикалық көрсеткіштерге ие. Оларға қол жеткізу сапалы монтаждаумен және пайдаланумен қамтамасыз етілуі мүмкін.

Т-12-1 және К-12-2 екі турбоагрегатының шифрының бірінші әріпі будың бастапқы параметрлерін көрсетеді: Т – реттелетін жылуфикациялық іріктеуі бар турбина; К – реттелетін іріктеуі жоқ конденсациялық турбина. Шифрдың екінші бөлігі турбинаның номиналды қуатын МВт-та көрсетеді. Үшінші бөлігі – осы типтегі турбиналар құрылымының реттік нөмірі.

К типті бу турбиначасы-12-1 – конденсациялық, қоректік суды регенеративті жылытумен; Т-12-2 – жылуфикациялық, будың реттелмелі іріктелуімен және қоректік судың регенеративті жылытуымен. Турбиналар номиналды қуаты 12000 кВт, айналымы 3000 айн/мин болатын айнымалы ток генераторларын басқаруға арналған.

2.4 БГҚ орнату тиімділігі

Көмір электр станциялары зиянды шығарындыларды төмендету үшін қысымды арттыруды талап етеді. Ал, бұл өз кезегінде табиғи газды отын ретінде пайдалану туралы ой салады.

Осылайша, ЖЭО жұмысының үнемділігі мен тиімділігін арттыру, сондай-ақ зиянды шығарындыларды азайту мақсатында бу турбиначасын қамтитын қолданыстағы бу турбиналық қондырғысына газ турбиналық қондырғысын орнату арқылы параллельді жұмыс схемасы бар БГҚ құру арқылы оны жаңғырту жұмыстары қарастырылады.

Шартты қатты отынның 1 тоннасын жағу кезінде 780 кг көмірқышқыл газы шығарылады, мазутты жағу кезінде – 520 кг – нан астам, табиғи газ-шамамен 370 кг. Көмірқышқыл газын шығарады, сондықтан, энергетикада табиғи газға көшу (жартылай болса да) атмосфераға көмірқышқыл газының шығарылуын азайтады.

Табиғи газ магистральдық газ құбырлары арқылы алыс қашықтықтарға жақсы тасымалданады. Оны сұйық түрінде, сұйытылған табиғи газ ретінде жеткізуге болады. Мұндай отын мысалға қазіргі күні Жапония мен Оңтүстік Кореядағы БГҚ үшін қолданылады.

Сонымен қатар, табиғи газдың қоры елімізде жетерлік. Қатты отынмен салыстырғанда отынның бұл түрінің бірқатар артықшылықтары бар:

- оттықтарды орнату және жану процесін басқару жеңілдетіледі;
- өндіру және тасымалдау экономикалық тұрғыдан тиімдірек;
- отынды неғұрлым толық және ұтымды жағуға қол жеткізіледі;
- еңбек гигиенасын сақтау жеңілдетіледі;
- қоршаған ортаның ластануы толығымен жойылады.

Сол себепті де, табиғи газ өнеркәсіпте, сондай-ақ тұрмыстық отын ретінде кеңінен қолданылады.

Жұмыс істеп тұрған бу турбиналы қондырғыны екі контурлы жұмыс схемасымен БГҚ-на айналдыру үшін:

а) оның жылу схемасына газтурбиналық қондырғы мен утилизация қазандығын оны бу күш блогымен жалғастыратын құбырлармен және тиек ысырмалармен қосу;

ә) газ дайындаудың блоктық пунктін салу және оған газ жүргізу.

Бу турбиналық қондырғысын қондыру үшін техникалық деректері кесте-2.1 келтірілген Alstom фирмасының "Hurricane" типті ГТҚ таңдаған жөн.

2.1-кесте – Alstom фирмасының "Hurricane" типті энергетикалық ГТҚ техникалық деректері

Көрсеткіштің атауы	Мәні
Электрлік қуаты, МВт	1,65
Электрлік ПӘК-і, %	26
Шығар газдардың шығысы, кг / с	7,6
Шығатын газдардың температурасы, °С	617
Отын шығыны, кг/с	0,1268
Жұмыс денесінің меншікті шығыны, кг/(кВт*сағ)	15,9
ГТҚ салмағы, т	13,5
ГТҚ габариттік өлшемдері, м:	
Ұзындығы	5,75
Ені	2
Биіктігі	3,2

2.5 Екі контурлы БГҚ-ның жылу схемасын есептеу

Есептеуге арналған бастапқы деректер 2.2-кестеде келтірілген.

2.2-кесте – Бастапқы деректер

Көрсеткіштің атауы	Мәні
Энергетикалық қазандық ПӘК-і	0,92
Бу турбинасының номиналдық қуаты, МВт	12,0
БТҚ электрлік ПӘК-і	0,4
Турбинаға бу шығыны, кг/с	15,2
Қыздырылған будың температурасы, °С	435
Қыздырылған будың қысымы, МПа	3,4
Қыздырылған бу энтальпиясы, кДж/кг	3309,0
Конденсатордағы қысым, кПа	3,5
Конденсат энтальпиясы, кДж/кг	112,0
ГТҚ электрлік қуаты, МВт	1,65
ГТҚ электрлік ПӘК-і	0,26
ГТҚ пайдаланылған газдар шығыны, кг / с	7,30
Пайдаланылған газдар температурасы, °С	617,0
УҚ барабанындағы қысым, МПа	3,4
Қанығу температурасы, °С	241,0
Қаныққан судың энтальпиясы, кДж/кг	1042,5
Пинч-нүктедегі температуралық ағын, °С	6,5
Пинч-нүктедегі газ температурасы, °С	247,5
Сыртқы ауа температурасы, °С	17

Бу күштік қондырғының жалпы тиімділігі энергетикалық қазандық пен бу турбиналық қондырғының тиімділігіне байланысты болып келеді:

$$\eta_{бр}^{БКҚ} = \eta_{ЭҚ} * \eta_{Э}^{БТҚ}, \quad (2.1)$$

$$\eta_{бр}^{БКҚ} = 0,92 * 0,4 = 0,368.$$

Онда, энергетикалық қазандықтың номиналды жылу қуаты келесі формуламен анықталады (2.2):

$$Q_{ном}^{ЭҚ} = N_{ном}^{БТ} / \eta_{Э}^{БКҚ}, \quad (2.2)$$

$$\text{яғни, } Q_{ном}^{ЭҚ} = \frac{12}{0,368} = 32,64 \text{ МВт.}$$

Энергетикалық қазандықтың жылу қуаты бу турбинасының бу шығынына тура пропорционалды:

$$Q_{ЭҚ} = Q_{НОМ}^{ЭҚ} * D_0 / D_0^{НОМ}, \quad (2.3)$$

мұндағы D_0 – УҚ пен ГТҚ-ны қондыру кезінде азайтылған энергетикалық қазандықтың бу шығыны, оның формуласы:

$$D_0 = D_0^{НОМ} - D_0^{УҚ}, \quad (2.4)$$

мұндағы $D_0^{УҚ}$ – УҚ генерациялайтын бу шығыны, бұны (2.5) формула бойынша анықтаймыз:

$$D_0^{УҚ} = \frac{c_{pr} * G_r (\theta_d - \theta_s)}{h_0 - h'_s}, \quad (2.5)$$

мұндағы $c_{pr} = 1,1$ кДж/(кг * К) – газдың жылусыйымдылығы;

h_0, h'_s – қыздырылған бу мен қаныққан судың энтальпиясы;

θ_d, θ_s – ГТҚ шығаратын газдардың температурасы және пинч-нүктедегі температура.

УҚ бу қыздырғышындағы қысым жоғалуын ескермей, барабанның қысымымен тең деп аламыз, яғни $P_6 = P_{6қ} = 3,4$ МПа, қанығу температурасы $t_s = 241$ °С және қаныққан судың энтальпиясы $h_s = 1042$ кДж/кг. Жану өнімдері мен жұмыс денесі температурасының минималды айырмашылығы судың қайнауы басталатын пинч-нүктесінде пайда болады (барабанға кіре берісте). Біз бұл жерді температура айырмашылығы деп қабылдаймыз (температура ағыны):

$$\delta t_s = 7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$\text{Сонда, } \theta_s = t_s + \delta t_s = 241 + 7 = 248 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

УҚ генерациялайтын бу шығыны:

$$D_0^{УҚ} = \frac{1,1 * 7,3(617 - 248)}{3309 - 1042} = 1,31 \text{ кг/с}.$$

УҚ пен ГТҚ-ны қондыру кезінде азайтылған энергетикалық қазандықтың бу шығыны:

$$D_0 = 15,2 - 1,31 = 13,89 \text{ кг/с}.$$

Энергетикалық қазандықтың жылулық қуаты

$$Q_{ЭҚ} = 32,64 * 13,89 / 15,2 = 29,83 \text{ МВт}.$$

ГТҚ ЖК-ның жылу қуатын келесі (2.6) арақатынастан анықтаймыз:

$$Q_{\text{ЖК}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{ГТК}}}{\eta_{\text{э}}^{\text{ГТК}}}, \quad (2.6)$$

$$\text{Яғни, } Q_{\text{ЖК}} = \frac{1,65}{0,26} = 6,35 \text{ МВт.}$$

Газ турбиналық қондырғы арқылы алынған БГҚ қуатын ГТҚ және БТ электр қуаттарының қосындысы ретінде анықталады:

$$N_{\text{э}}^{\text{БГҚ}} = N_{\text{э}}^{\text{ГТҚ}} + N_{\text{э}}^{\text{БТ}}, \quad (2.7)$$

$$\text{Яғни, } N_{\text{э}}^{\text{БГҚ}} = 1,65 + 12 = 13,65 \text{ МВт.}$$

Алынған деректерді пайдалана отырып, БГҚ брутто ПӘК-ін мына формула бойынша анықтаймыз (2.8):

$$\eta_{\text{э}}^{\text{БГҚ}} = N_{\text{э}}^{\text{БГҚ}} / (Q_{\text{ЖК}} + Q_{\text{ЭҚ}}), \quad (2.8)$$

$$\text{Сонда, } \eta_{\text{э}}^{\text{БГҚ}} = 13,65 / (6,35 + 29,83) = 0,377.$$

Осылайша, БГҚ-да отын үнемдеу бастапқы дәстүрлі БКҚ-мен салыстырғанда:

$$\frac{\eta_{\text{э}}^{\text{БГҚ}} - \eta_{\text{бр}}^{\text{БКҚ}}}{\eta_{\text{бр}}^{\text{БКҚ}}} * 100 \% = \frac{0,377 - 0,368}{0,368} * 100 \% = 2,4 \%$$

УҚ-қа түсетін жылу қуаты ЖК жылу қуатының және ГТҚ электр қуатының айырмашылығымен анықталады:

$$Q_{\text{УҚ}} = Q_{\text{ЖК}} - N_{\text{э}}^{\text{ГТҚ}}, \quad (2.9)$$

$$\text{Сонда, } Q_{\text{УҚ}} = 6,35 - 1,65 = 4,7 \text{ МВт.}$$

УҚ-тың ПӘК-ін келесі формуладағы (2.10) арақатынас арқылы анықталады:

$$\eta_{\text{УҚ}} = \frac{\theta_d - \theta_{\text{шығ}}}{\theta_d - t_{\text{с.а}}}, \quad (2.10)$$

мұндағы, $\theta_{\text{шығ}}$ – УҚ-тан шығатын газдардың температурасы, оны төменгі (2.11) өрнектен анықтаймыз:

$$\theta_{\text{шығ}} = \theta_s - \frac{D_0^{\text{УК}} * (h'_s - h_k)}{c_{\text{пр}} * G_{\text{Г}}}, \quad (2.11)$$

$$\text{Яғни, } \theta_{\text{шығ}} = 248 - \frac{1,31 * (1042 - 112)}{1,1 * 7,3} = 96,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$\text{Бұл жағдайда, } \eta_{\text{УК}} = \frac{617 - 96,3}{617 - 15} = 0,865.$$

БТҚ-ға келіп түсетін УҚ жылулық қуатының үлесі анықталады:

$$Q_{\text{БТҚ}} = Q_{\text{УК}} * \eta_{\text{УК}}, \quad (2.12)$$

$$\text{Сонда, } Q_{\text{БТҚ}} = 4,7 * 0,865 = 4,06 \text{ МВт}.$$

Демек, түгін мұржасына кететін жылу қуаты:

$$Q_{\text{шығ}} = Q_{\text{УК}} - Q_{\text{БТҚ}} = 4,7 - 4,06 = 0,64 \text{ МВт}.$$

ГТҚ ЖК-да жағылатын отынның үлесін (2.13) анықтаймыз:

$$\beta = Q_{\text{ЖК}} / (Q_{\text{ЖК}} + Q_{\text{ЭЖ}}), \quad (2.13)$$

$$\text{Сонда, } \beta = 6,35 / (6,35 + 29,83) = 17,5 \text{ } \%.$$

Табиғи газдың шығыны мына формуламен (2.14) анықталады:

$$B = Q_{\text{ЖК}} / Q_{\text{Н}}^{\text{р}}, \quad (2.14)$$

мұндағы $Q_{\text{Н}}^{\text{р}} = 35640 \text{ кДж/м}^3$ – табиғи газдың төменгі жану жылуы.

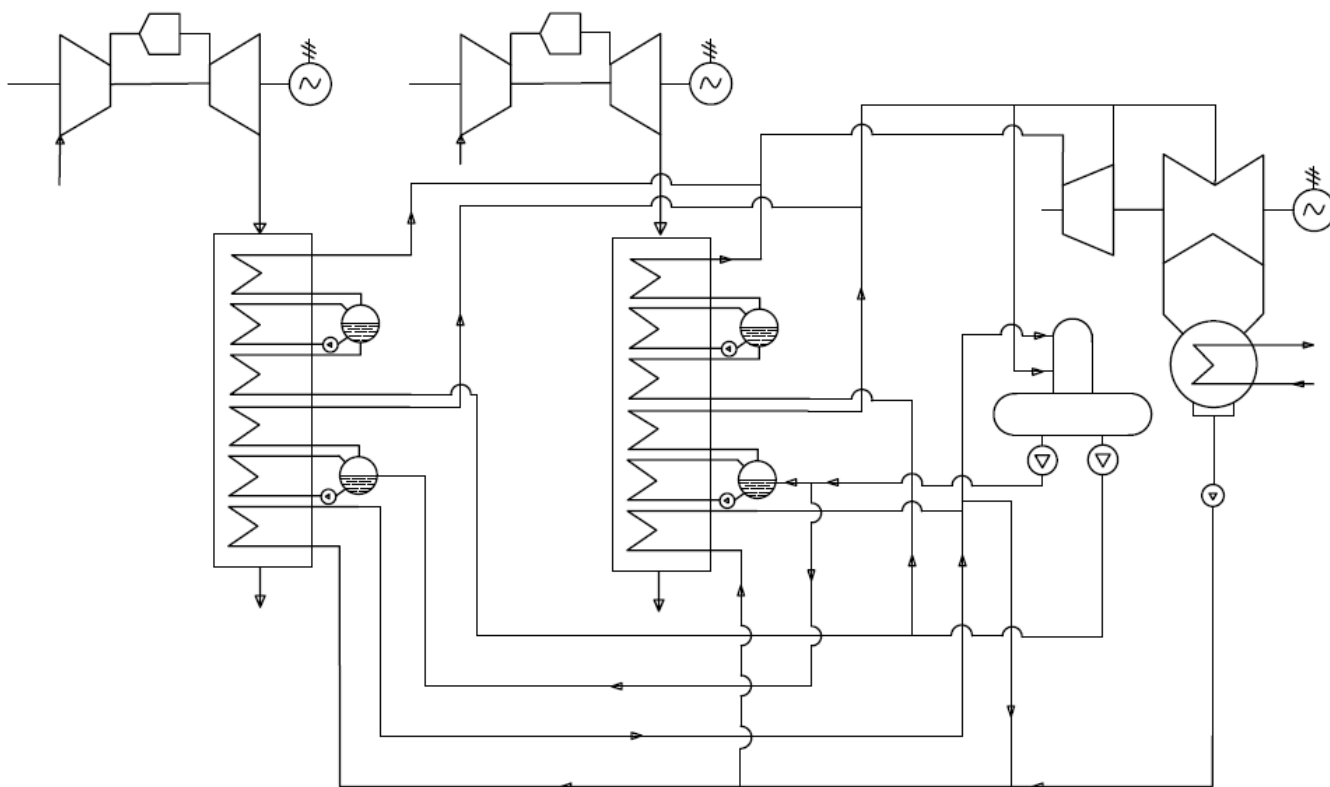
$$B = 6,35 * 10^3 / 35640 = 0,18 \text{ м}^3/\text{с} = 641,4 \text{ м}^3/\text{сағ} = 15400 \text{ м}^3/\text{күн}$$

Есептеу нәтижелерін 2.3-кестеге толтырамыз.

Осылайша, қолданыстағы БКҚ-ның жылу тізбегіне газ турбиналық қондырғы мен утилизациялық қазандықты қосу арқылы жаңғырту кезінде қондырғының тиімділігі артады (ПӘК 1 % артады). Газ турбинының шығарылатын жылуын мейлінше толық пайдалану және энергетикалық қазандықтардың отын шығынын азайту нәтижесінде жалпы қондырғының үнемділігі артады; соның ішінде энергетикалық қазандықтар тұтынатын қатты отынның шығынын азайту есебінен зиянды шығарындылардың мөлшері анағұрлым кемиді. Станцияның белгіленген электр қуаты 1,65 МВт-қа арта түседі.

2.3-кесте – Есептеу нәтижелері

Көрсеткіштің атауы	Мәні
БКҚ ПӘК-і	0,368
БГҚ-ның қуаты, МВт	13,65
ЭҚ-тың номиналды жылулық қуаты, МВт	32,64
УҚ генерациялайтын бу шығыны, кг/с	1,31
Жаңғыртылған қондырғы орнатылғаннан кейінгі ЭҚ-тың бу шығыны, кг/с	13,89
ЭҚ-тың жылулық қуаты, МВт	29,83
БГҚ-ның ПӘК-і	0,377
УҚ-қа келетін жылулық қуат, МВт	4,7
УҚ шығар газдар температурасы, °С	96,3
УҚ ПӘК-і	0,865
БТҚ-ға келіп түсетін УҚ жылулық қуатының үлесі, МВт	4,06
УҚ-тан түтін мұржасына кететін жылу шығыны, МВт	0,64
Отын үнемдеу, %	2,4
ЖК жағатын отын үлесі, %	17,5
Табиғи газ шығыны, м ³ /күн	15400



6-сурет – Екі контурлы бу-газ қондырғысы

6-суретте "Текелі энергокешені" ЖШС ЖЭО-ында құрылатын бу-газ қондырғысының жылу схемасы көрсетілген.

3 Экономикалық бөлім

3.1 ЖЭО электр және жылу энергиясын берудің өзіндік құнын анықтау

Ұсынылатын өнімнің өзіндік құнының көрсеткіші кез - келген кәсіпорын жұмысының маңызды техникалық-экономикалық көрсеткіші болып табылады. Өнімнің өзіндік құнының көрсеткіші бойынша жаңғыртуға дейін және одан кейін кәсіпорынның тиімділігін салыстыруға болады. Өнімді жіберудің өзіндік құны төменде көрсетілген формула (3.1) бойынша анықталады:

$$J = \text{Ш}_{\text{сум}} / \Theta, \text{ тг}, \quad (3.1)$$

мұндағы $\text{Ш}_{\text{сум}}$ – жиынтық эксплуатациялық шығындар;

Θ – жылдық өнім шығару.

Жиынтық эксплуатациялық шығындары амортизациялық аударымдар ($\text{Ш}_{\text{аа}}$) түрінде шығарылатын өнімнің өзіндік құнына ауыстырылатын негізгі өндірістік қорларға күрделі салымдар үлесін қамтиды, және кәсіпорынның айналым қаражатын көрсететін кәсіпорынның эксплуатациялық шығындары, олар ($\text{Ш}_{\text{экс}}$) шығаратын өнімнің өзіндік құнына толығымен және бірден ауыстырылады:

$$\text{Ш}_{\text{сум}} = \text{Ш}_{\text{аа}} + \text{Ш}_{\text{экс}}, \text{ млн тг}. \quad (3.2)$$

ЖЭО үшін электр және жылу энергиясын өндірудің өзіндік құнын жеке-жеке анықтауға және электр мен жылу энергиясы арасындағы шығындарды бөлудің физикалық әдісі бойынша кеңейтілген әдістемелік тәсілді қарастырамыз.

Жалпылама есептерді жүргізу үшін амортизациялық аударымдардың нормасы капиталдық салымдардың шамамен 4,5% мөлшерінде деп қабылданады. Сол кезде шығатын формула:

$$\text{Ш}_{\text{аа}} = 0,045 * K, \text{ млн тг}, \quad (3.3)$$

мұндағы K – капиталдық салымдар.

Эксплуатациялық шығындар келесідей компоненттерді қамтиды:

$$\text{Ш}_{\text{экс}} = \text{Ш}_{\text{отын}} + \text{Ш}_{\text{су}} + \text{Ш}_{\text{е.а.}} + \text{Ш}_{\text{а.ж.}} + \text{Ш}_{\text{шығ.}} + \text{Ш}_{\text{ж.с.ш.}} \quad (3.4)$$

мұндағы $\text{Ш}_{\text{отын}}$, $\text{Ш}_{\text{су}}$, $\text{Ш}_{\text{е.а.}}$, $\text{Ш}_{\text{а.ж.}}$, $\text{Ш}_{\text{шығ.}}$, $\text{Ш}_{\text{ж.с.ш.}}$ – отынға, суға, еңбек ақыға, ағымдағы жөндеуге, шығарындыға және жалпы станциялық шығындарға кететін шығындар.

3.1.1 ЖЭО жаңғыртуға капиталдық салымдарды анықтау

ЖЭО-ны БГҚ орнатуға байланысты есептеулерде капиталдық салымдарды мына формула бойынша анықтаймыз:

$$K = K_{\text{мен.}} * N_{\text{орн.}} * 0,5 + K_{\text{мен.}} * N_{\text{қос.}}, \text{ млн тг,} \quad (3.5)$$

мұндағы бірінші берілген бөлігі жабдықтардың ескіруін ескере отырып, қолданыстағы станцияға капиталдық инвестициялардың құнын, ал екіншісі – ЖЭО-на енгізілген қосымша жабдықтардың құнын көрсетеді. Бұл жердегі $K_{\text{мен.}} = 1794 \text{ \$/кВт}$ – меншікті орташа капиталдық салымдар. Яғни 1 кВт энергияға орташа есеппен 1794 \$ көлемінде капиталдық салымдар кетеді.

Жаңғыртуға дейінгі капиталдық салымдар:

$$K = 1794 * 425 * 24000 = 18\,298,8 \text{ млн тг.}$$

Жаңғыртудан кейінгі капиталдық салымдар:

$$K = 18298,8 * 0,5 + 1794 * 425 * 1650 = 10\,407,44 \text{ млн тг.}$$

Онда жаңғыртуға дейінгі және кейінгі амортизациялық аударымдардың мәні мынадай болады:

$$Ш_{\text{аа}} = 0,045 * 18298,8 = 823,4 \text{ млн тг;}$$

$$Ш_{\text{аа}} = 0,045 * 10407,44 = 468,3 \text{ млн тг.}$$

3.1.2 ЖЭО-ның жылдық энергия өндіруі мен жылдық жіберуін анықтау

Жылдық жылулық және электрлік энергия өндіру ЖЭО-ның белгіленген қуаты және белгіленген қуатты пайдаланудың ең көп сағат саны (T_{max}) арқылы анықталады:

$$Э_{\text{өнд.}} = N_v^{\text{э}} * T_{\text{max}}, \text{ млн кВт * сағ,} \quad (3.6)$$

$$Q_{\text{өнд.}} = N_v^{\text{ж}} * T_{\text{max}}, \text{ млн Гкал,} \quad (3.7)$$

мұндағы $T_{\text{max}} = 5500$ сағ. деп қабылданады. Себебі бұл 1 маусымда ЖЭО-ның максималды жұмыс істеу уақыты болып табылады.

Сонда, жаңғыртуға дейінгі және кейінгі электр энергиясын жылдық өндіру келесідей мәндерге ие болады:

$$Э_{\text{өнд.}} = 24000 * 5500 = 132,0 \text{ млн кВт * сағ,}$$

$$Э_{\text{өнд.}} = 26500 * 5500 = 141,1 \text{ млн кВт * сағ;}$$

ЖЭО-на БГҚ орнатылғанға дейінгі және кейінгі жылулық энергияның жылдық өндірісі бірдей мәнге ие болады:

$$Q_{\text{өнд.}} = 55 * 5500 = 302,5 \text{ мың Гкал.}$$

Электр станцияларының жұмысы кезінде өндірілетін энергияның бір бөлігі өз қажеттіліктеріне жұмсалады.

Есептеу жүргізу кезінде өз қажеттіліктеріне электр энергиясының шығысы ($\mathcal{E}_{\text{ө.қ.}}$) 7-9%, жылу энергиясы ($Q_{\text{ө.қ.}}$) – 0,5-1% мөлшерінде қабылданады.

Яғни, электр және жылулық энергияларын жылдық жіберу келесідей формулалар бойынша анықталады:

$$\mathcal{E}_{\text{жіб.}} = \mathcal{E}_{\text{өнд.}} * (1 - \mathcal{E}_{\text{ө.қ.}}), \text{ млн кВт * сағ,} \quad (3.8)$$

$$Q_{\text{жіб.}} = Q_{\text{өнд.}} * (1 - Q_{\text{ө.қ.}}), \text{ млн Гкал.} \quad (3.9)$$

Сонда:

$$\mathcal{E}_{\text{жіб.}}^{\text{дейін}} = 132 * (1 - 0,08) = 121,4 \text{ млн кВт * сағ,}$$

$$\mathcal{E}_{\text{жіб.}}^{\text{кейін}} = 141,1 * (1 - 0,08) = 129,8 \text{ млн кВт * сағ;}$$

$$Q_{\text{жіб.}} = 302,5 * (1 - 0,01) = 299,5 \text{ мың Гкал.}$$

3.1.3 Отынга кететін шығынды есептеу

Жылдық электр және жылу энергиясын өндіруге кететін отын шығыны төмендегі формуламен есептеледі:

$$B_{\mathcal{E}} = \mathcal{E}_{\text{өнд.}} * b_{\mathcal{E}}, \text{ т. ш. о.,} \quad (3.10)$$

$$B_{\text{ж}} = Q_{\text{өнд.}} * b_{\text{ж}}, \text{ т. ш. о.,} \quad (3.11)$$

мұндағы $b_{\mathcal{E}}$ – бір кВт*сағ. электр энергиясын өндіруге жұмсалатын отынның үлестік шығысы (260...280 г ш.о./кВт*сағ мөлшерінде қабылданады).

$b_{\text{ж}}$ – бір Гкал жылу энергиясын өндіруге жұмсалатын отынның үлестік шығысы (200...210 кг ш.о./Гкал мөлшерінде қабылданады).

Сонда:

$$B_{\mathcal{E}}^{\text{дейін}} = 132 * 270 = 35640 \text{ т. ш. о.,}$$

$$B_{\mathcal{E}}^{\text{кейін}} = 141,1 * 270 = 38097 \text{ т. ш. о. ;}$$

$$B_{\text{ж}} = 302,5 * 200 = 60500 \text{ т. ш. о.}$$

ЖЭО отынының жалпы шығыны келесідей болады:

$$B_{\text{шартты}} = B_{\text{э}} + B_{\text{ж}}, \text{ т. ш. о.} \quad (3.12)$$

Сонда:

$$B_{\text{шартты}}^{\text{дейін}} = 35640 + 60500 = 96140 \text{ т. ш. о.,}$$

$$B_{\text{шартты}}^{\text{кейін}} = 38097 + 60500 = 98597 \text{ т. ш. о.}$$

Отынды төлеуге және оны тасымалдауға жұмсалатын шығындар табиғи отын бойынша жүзеге асырылатындығына байланысты, алынған шартты отын шығынының шамаларын табиғи отынға ауыстыру қажет.

Мұнда екі контурлы БГҚ орнатылғанға дейін ЖЭО қатты отынмен (Қаражыра кен орнының көмірімен) толық жұмыс істеді; ал жаңғыртылғаннан кейін БГҚ жұмысы үшін отынның 17,5 % газтәріздес болуы тиіс (ГТҚ үшін) екенін ескеру қажет.

Шартты отынды табиғи қатты отынға ауыстыру үшін мына (3.13) арақатынасты қолданамыз:

$$B_{\text{т}} = B_{\text{шартты}}/k, \text{ т. т. о.,} \quad (3.13)$$

мұндағы, $k = Q_{\text{таб.}}/7000$ – шартты отынды табиғи қатты отынға ауыстыру коэффициенті ($Q_{\text{таб.}}$ - табиғи отынның төменгі жану жылуы, ккал/кг; Қаражыра кен орнының көмірі үшін 4500 ккал / кг құрайды).

$$k = 4500/7000 = 0,64;$$

$$B_{\text{т}}^{\text{дейін}} = 96140/0,64 = 150219 \text{ т. т. о.}$$

Шартты отынды табиғи газ тәріздес отынға ауыстыру кезінде:

$$1 \text{ т. т. о.} = 870 \text{ м}^3.$$

Онда жаңғыртудан кейін қажет болатын отын:

$$B_{\text{т}}^{\text{кейін}} = 0,825 * 98597/0,64 = 127098 \text{ т көмір;}$$

$$B_{\text{т}}^{\text{кейін}} = 0,175 * 98597 * 870 = 15 \text{ млн м}^3 \text{ газ.}$$

Жаңғыртуға дейінгі және кейінгі отын шығындарын мына формула бойынша анықтаймыз:

$$\text{Ш}_{\text{отын}} = B_{\text{T}} * (\text{B}_{\text{отын}} + \text{B}_{\text{T}}), \text{ млн тг}, \quad (3.13)$$

мұндағы $\text{B}_{\text{отын}}$, B_{T} – көмірдің және табиғи газдың бағасы (көмір үшін 15500 тг/т.т.о., ал табиғи газ үшін 21 тг/м³ деп қабылдаймыз) және транспорттау бағасы. 1 т.т.о. көмір транспорттау бағасын келесі формуламен анықтауға болады:

$$\text{B}_{\text{T}} = R * (1,8 \dots 2,0) \text{ тг/т. т. о.}, \quad (3.14)$$

мұндағы R – кен орнынан станцияға дейін тасымалдау қашықтығы (Қаражыра кен орнынан Текелі қаласына дейін бұл қашықтық 1275 км құрайды). Газды тасымалдау кезіндегі шығындар ескерілмейді.

Сонда:

$$\text{Ш}_{\text{отын}}^{\text{дейін}} = 150219 * (15500 + 1275 * 1,8) = 2673 \text{ млн тг},$$

$$\text{Ш}_{\text{отын}}^{\text{кейін}} = 127098 * (15500 + 1275 * 1,8) + 15 * 10^6 * 20,5 = 2569 \text{ млн тг},$$

3.1.4 Суға кететін шығындарды есептеу

ЖЭО-да су – турбиналардың конденсаторларындағы буды салқындатуға, жылыту жүйесін толықтыруға, генераторлар мен трансформаторларды салқындатуға және т.б. жұмсалады. Жалпылама есептеулер үшін сумен жабдықтау шығындары былай қабылданады:

$$\text{Ш}_{\text{су}} = \text{Э}_{\text{өнд.}} * (1,2 \dots 1,6), \text{ млн тг}. \quad (3.15)$$

Сонда:

$$\text{Ш}_{\text{су}}^{\text{дейін}} = 132 * 1,2 = 158,4 \text{ млн тг},$$

$$\text{Ш}_{\text{су}}^{\text{кейін}} = 141,1 * 1,2 = 169,3 \text{ млн тг}.$$

3.1.5 Жалақы шығындарын есептеу

Өндірісте және оған қызмет көрсетумен айналысатын ЖЭО өндірістік персоналының (ӨП) жалақысына жұмсалатын шығындарды анықтау үшін оның санын білу қажет.

ӨП санын станцияның белгіленген электр қуатының 1 МВт-қа қанша персоналдың келетінін көрсететін штаттық коэффициент ($K_{\text{ш}}$) арқылы алуға болады (белгіленген қуаты 400 МВт-тан кем ЖЭО үшін $K_{\text{ш}} = 1,5 \dots 1,8$ адам / МВт):

$$\text{ӨПС} = K_{\text{ш}} * N_{\text{в}}^{\text{э}}, \quad (3.16)$$

Сонда:

$$\text{ӨПС}^{\text{дейін}} = 1,8 * 24 = 43 \text{ адам,}$$

$$\text{ӨПС}^{\text{кейін}} = 1,8 * 26,5 = 48 \text{ адам.}$$

Жалақының жиынтық қорын анықтауға арналған формула (4.17):

$$\text{Ш}_{\text{е.а.}} = \text{Ш}_{\text{н.е.а.}} + \text{Ш}_{\text{қ.е.а.}}, \text{ млн тг,} \quad (4.17)$$

мұндағы $\text{Ш}_{\text{н.е.а.}}$, $\text{Ш}_{\text{қ.е.а.}}$ – жұмысшылардың негізгі және қосымша еңбек ақылары.

Орташа жылдық негізгі жалақының мөлшері бір жұмысшыға 1,5...1,8 млн теңге мөлшерінде қабылданады. $\text{Ш}_{\text{қ.е.а}}$ шамасы $\text{Ш}_{\text{н.е.а}}$ мәнінен 10...15% мөлшерінде алынады.

Сол кезде жаңғыртылғанға дейінгі және кейінгі еңбек ақы мөлшері келесідей болады:

$$\text{Ш}_{\text{е.а.}}^{\text{дейін}} = 1,5 * 43 * 1,12 = 72,2 \text{ млн тг,}$$

$$\text{Ш}_{\text{е.а.}}^{\text{кейін}} = 1,5 * 48 * 1,12 = 80,6 \text{ млн тг.}$$

3.1.6 Ағымдағы жөндеуді жүргізуге арналған шығындарды есептеу

Шығындардың бұл құрамдас бөлігі өндірістік жабдықты ағымдағы жөндеу шығындарынан басқа, техникалық тексеру, профилактика және жабдықты жұмыс жағдайында ұстау шығындарын қамтиды. Қолданыстағы ЖЭО үшін жалпылама есептемелерде ағымдағы жөндеуге арналған шығындарды мына формула бойынша анықтауға болады:

$$\text{Ш}_{\text{а.ж.}} = 0,25 * \text{Ш}_{\text{аа}}, \text{ млн тг.} \quad (4.18)$$

Сонда:

$$\text{Ш}_{\text{а.ж.}}^{\text{дейін}} = 0,25 * 823,4 = 205,9 \text{ млн тг,}$$

$$\text{Ш}_{\text{а.ж.}}^{\text{кейін}} = 0,25 * 468,3 = 117,1 \text{ млн тг.}$$

3.1.7 Шығарындылар үшін төлемақыны есептеу

Зиянды заттардың шығарындылары үшін төлем мөлшері шығарындылардың көлеміне байланысты, олар өз кезегінде жағылатын отынның түріне (көмір, газ, мазут), оның мөлшері мен зиянды заттарды ұстау тәсіліне (электр сүзгілері, эмульгаторлар,...) байланысты болады. Қаражыра көмірін жағу кезінде шығарындылар үшін төлем шамасы 200...250 теңге/т.т.о. шегінде

болады; табиғи газды жағу кезінде шығарындылар үшін төлем шамасы 1000 м³ үшін 80...100 теңге маңайында болады. Яғни, БГҚ орнатылғанға дейін және одан кейін шығарындылар үшін төлем мынадай болады:

$$Ш_{\text{ШЫҒ.}}^{\text{дейін}} = 150219 * 230 = 34,6 \text{ млн тг.},$$

$$Ш_{\text{ШЫҒ.}}^{\text{кейін}} = 127098 * 230 + 15000 * 90 = 30,6 \text{ млн тг.}$$

3.1.8 Жалпы станциялық шығындар

Бұл құрамдас бөлік әкімшілік басқару (жалақы, кеңсе, іссапар), жалпы өндіріс (еңбек ақы, амортизация, жалпы станциялық құралдарды ағымдағы жөндеу, сынақтар, зерттеулер, рационализация және еңбекті қорғау), мақсатты шығындарға аударымдар (техникалық пропаганда, жоғары тұрған ұйымдарды ұстау) және т.б. аударымдар кіреді.

Жалпы станциялық шығындарды есептеп келесі формуланы қолдану арқылы шығарылады:

$$Ш_{\text{ж.с.ш.}} = 0,2 * (Ш_{\text{аа}} + Ш_{\text{е.а.}} + Ш_{\text{а.ж.}}), \text{ млн тг.} \quad (4.19)$$

Сонда:

$$Ш_{\text{ж.с.ш.}}^{\text{дейін}} = 0,2 * (823,4 + 72,2 + 205,9) = 220,3 \text{ млн тг.}$$

$$Ш_{\text{ж.с.ш.}}^{\text{кейін}} = 0,2 * (468,3 + 80,6 + 117,1) = 133,2 \text{ млн тг.}$$

Шығындардың барлық компоненттерін біле отырып, біз эксплуатациялық шығындардың мөлшерін анықтаймыз:

$$Ш_{\text{ЭКС}}^{\text{дейін}} = 2673 + 158,4 + 72,2 + 205,9 + 34,6 + 220,3 = 3364,4 \text{ млн тг.},$$

$$Ш_{\text{ЭКС}}^{\text{кейін}} = 2673 + 158,4 + 72,2 + 205,9 + 34,6 + 220,3 = 3099,8 \text{ млн тг.}$$

3.1.9 Энергияны жіберудің өзіндік құнын есептеу

Физикалық әдіс негізінде электр және жылу энергиясын өндіруге арналған шығындарды бөлу индикатор коэффициентін қолдана отырып көрсетеді: электр энергиясын босатуға қанша отын жұмсалды (бірліктің үлестерінде), ал айырмашылық $(1 - K_a)$ жылу энергиясын босатуға отын шығынының үлесін көрсетеді. Ол келесідей формуламен есептеледі:

$$K_a = \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{шартты}}}, \quad (4.20)$$

Сонда:

$$K_a^{\text{дейін}} = 35640/96140 = 0,37,$$

$$K_a^{\text{кейін}} = 38067/98567 = 0,39.$$

Жіберілетін энергияның әрбір құрауышы мен түрлері бойынша шығындарды есептеу нәтижелері 4.1-кестеге енгізілді.

Содан кейін электр және жылу энергиясын жіберудің өзіндік құнының көрсеткіштері анықталады:

$$J_{\text{э}} = (\text{Ш}_{\text{аа}} + \text{Ш}_{\text{экс}})/\text{Э}_{\text{жіб.}} = \text{Ш}_{\text{экс}}/\text{Э}_{\text{жіб.}}, \text{ тг/кВт} * \text{сағ}, \quad (4.20)$$

$$J_{\text{э}} = (\text{Ш}_{\text{аа}} + \text{Ш}_{\text{экс}})/Q_{\text{жіб.}} = \text{Ш}_{\text{экс}}/Q_{\text{жіб.}}, \text{ тг/кВт} * \text{сағ}. \quad (4.21)$$

Сонда:

$$J_{\text{э}}^{\text{дейін}} = (305,2 + 1247,2)/121,4 = 12,79 \text{ тг/кВт} * \text{сағ},$$

$$J_{\text{э}}^{\text{кейін}} = (180,9 + 1197,1)/129,8 = 10,62 \text{ тг/кВт} * \text{сағ},$$

$$\frac{12,79 - 10,62}{12,79} * 100 \% = 17 \%;$$

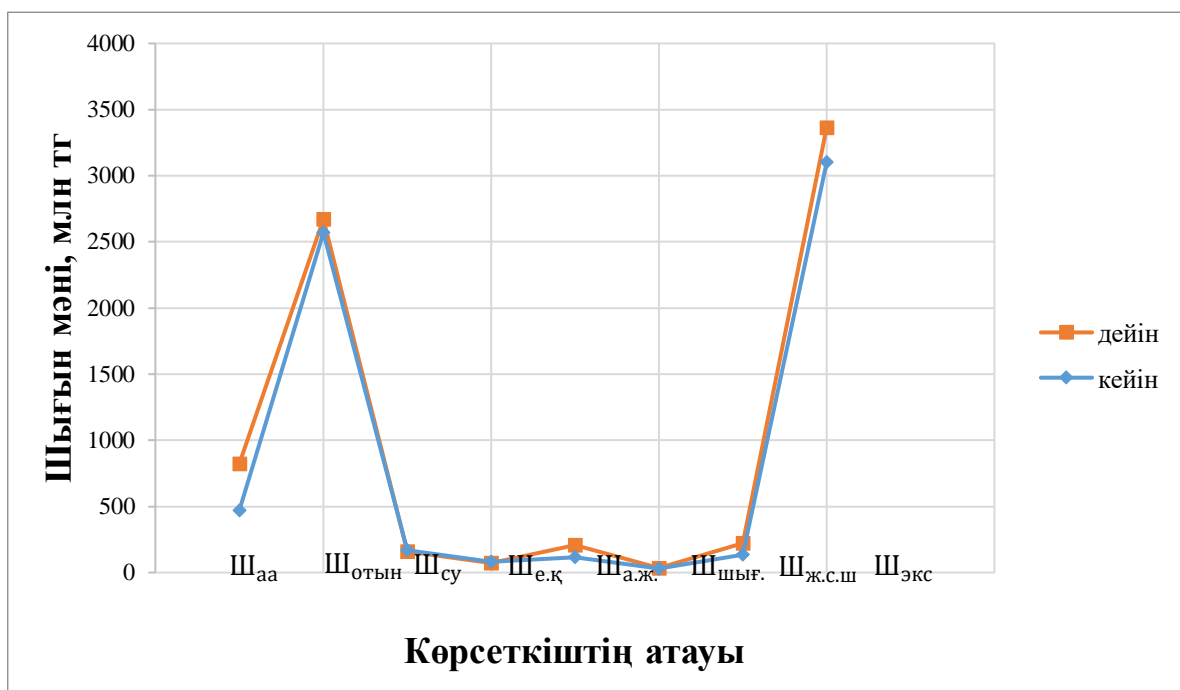
$$J_{\text{ж}}^{\text{дейін}} = (518,2 + 2117,2)/299,5 = 8800 \text{ тг/Гкал},$$

$$J_{\text{ж}}^{\text{кейін}} = (287,4 + 1902,7)/299,5 = 7310 \text{ тг/Гкал},$$

$$\frac{8800 - 7310}{8800} * 100 \% = 17 \%.$$

4.1-кесте – ЖЭО-дан БГҚ орнатқанға дейін және одан кейін электр және жылу энергиясын жіберудің өзіндік құнын шығару жөніндегі есептеулердің нәтижелері

Көрсеткіштің атауы	Мәні					
	Барлығы		ЭЭ		ЖЭ	
	дейін	кейін	дейін	кейін	дейін	кейін
Амортизациялық аударымдар, млн тг	823,4	468,3	304,7	178	518,7	290,4
Отынға жұмсалатын шығындар, млн тг	2673	2569	989	1002	1684	1567
Суға жұмсалатын шығындар, млн тг	158,4	169,3	58,6	66	99,8	103,3
Еңбек ақы қоры, млн тг	72,2	80,6	26,7	31,4	45,5	49,2
Ағымдағы жөндеуге арналған шығындар, млн тг	205,9	117,1	76,2	45,7	129,7	71,4
Шығарындылар үшін төлем, млн тг	34,6	30,6	12,8	11,9	21,8	18,7
Жалпы станциялық шығындар, млн тг	220,3	133,2	81,5	51,9	138,9	81,3
Эксплуатациялық шығындары, млн тг	3364,4	3099,8	1247,2	1197,1	2117,2	1902,7
Жылдық өндіру, млн кВт сағ (ЭЭ) немесе мың Гкал (ЖЭ)	-	-	132	141,1	302,5	302,5
Жылдық жіберу, млн кВт сағ (ЭЭ) немесе мың Гкал (ЖЭ)	-	-	121,4	129,8	299,5	299,5
Жіберудің өзіндік құны, теңге / кВт сағ (ЭЭ) немесе теңге/Гкал (ЖЭ)	-	-	12,79	10,62	8800	7310



7-сурет – ЖЭО-да екі контурлы бу-газ қондырғысын орнатқанға дейін және одан кейінгі электр және жылу энергиясын жіберудің өзіндік шығындары

3.2 Капиталды салымдар тиімділігін экономикалық бағалау

3.2.1 Несиені қайтару үшін бастапқы инвестициялар мен ақша салымын анықтау

Инвестициялық жобаны бағалау кезінде төрт көрсеткіш қолданылатыны белгілі:

- алғашқы инвестициялар (I_0);
- несиені қайтаруға арналған ақша салымы (CF);
- кредит бойынша банктің пайыздық мөлшерлемесі (r);
- кредиттің күнтізбелік жылы (n).

"Текелі энергокешені" ЖШС банктен жеңілдетілген несиеге ($r = 10\%$ пайыздық мөлшерлеменен) алатын I_0 инвестицияларының көлемі жаңғыртуға салынған жиынтық инвестициялардың 50% - ын құрайтын болады:

$$I_0 = 0,5 * 7842 = 3921 \text{ млн тг.}$$

10 пайыздық мөлшерлеменен алынған несиенің қайтару керек құны:

$$C = I_0 + (I_0 * r), \text{ млн тг.} \quad (4.23)$$

Сонда:

$$C = 3921 + (3921 * 0,1) = 4313 \text{ млн тг.}$$

Инвестициялық жобаларды әзірлеу және талдау кезінде несиені қайтаруға бағытталған пайда мен CF ақша салымын есептеу ең күрделі бөлігі болып табылады.

Өндіріс құнының алынған мәніне салықтар мен міндетті төлемдерге $3...4\%$ қосу керек, сол кезде инвестициялардың тиімділігі бойынша одан әрі есептеулерде қолданылатын толық өзіндік құнды аламыз.

ЖЭО-нан электр және жылу энергиясын жіберу тарифі шамамен 30% болады делік, сонда электр және жылу энергиясын беру тарифі:

$$T_{\text{э.ж.}} = 10,62 * 1,04 * 1,3 = 14,36 \text{ тг/кВт * сағ;}$$

$$T_{\text{ж.ж.}} = 7310 * 1,04 * 1,3 = 9883 \text{ тг/Гкал.}$$

ЖЭО-тан электр және жылу энергиясын жіберуден түсетін табыс:

$$TT = T_{\text{э.ж.}} * Э_{\text{жіб.}} + T_{\text{ж.ж.}} * Q_{\text{жіб.}}, \text{ млн тг.} \quad (4.23)$$

Сонда:

$$TT = 14,36 * 129,8 + (9883 * 299,5)/1000 = 4823,9 \text{ млн тг.}$$

Жиынтық шығындар келесі өрнек бойынша анықталады:

$$ЖШ = J_э * Э_{жіб.} + J_ж * Q_{жіб.}, \text{ млн тг.} \quad (4.24)$$

Сонда:

$$ЖШ = 10,62 * 129,8 + (7310 * 299,5)/1000 = 3567,8 \text{ млн тг.}$$

Табыс пен шығындар арасындағы айырмашылық пайданы береді:

$$П = ТТ - ЖШ, \text{ млн тг.} \quad (4.25)$$

Сонда:

$$П = 4823,9 - 3567,8 = 1256,1 \text{ млн тг.}$$

Түскен пайданың 20% салыққа кетеді деп есептеп, несиені қайтаруға арналған ақша салымын есептеп шығарамыз:

$$CF = 1256,1 * 0,8 = 1005 \text{ млн тг.}$$

3.2.2 Инвестициялардың өтелімділігін есептеу әдісі

Әдіс бастапқы инвестициялардың сомасын өтеу үшін қажетті уақытты анықтаудан тұрады. Яғни, алынған несиені толығымен өтеу уақыты келесідей формуламен анықталады.

$$\Theta У = \frac{I_0}{CF}. \quad (4.26)$$

Біз ақша салымдары жылдар бойынша бірдей болады деп қабылдаймыз, сонда:

$$\Theta У = 4313/1005 = 4,3 \text{ жыл.}$$

Капиталдық салымдардың тиімділігін экономикалық бағалау "Текелі энергетикалық кешені" ЖШС банктен жеңілдетілген кредит бойынша 3863 млн теңге алып, 10 % пайыздық мөлшерлемен алатын инвестициялар сомасы 4,3 жылдан кейін қайтарылатынын, инвестициялардың бастапқы сомасын өтеу үшін қажетті қаражатты қайтару деңгейі-3,9 жылдан кейін қайтарылатынын көрсетеді. Осылайша, бұл жобаны жұмысқа қабылдауға болады деп болжауға болады, өйткені жаңғырту нәтижесінде ЖЭО-ның құны артады.

ҚОРЫТЫНДЫ

Дипломдық жұмысты қорытындылай келе, жалпы жобада Alstom фирмасының қуаты 1650 кВт "Hurricane" типті газ турбиналық қозғалтқышын және вертикальді бір тізбекті утилизациялық қазандығын қолданыстағы БҚҚ-ның жылу схемасына қоса отырып, екі контурлы жұмыс схемасы бар бу-газ қондырғысын жасап, "Текелі энергокешені" ЖШС ЖЭО-ғын орнату бойынша талдау жүргізілді және ұсыныстар әзірленді. Жүргізілген жұмыстың нәтижесінде, ЖЭО-на екі контурлы бу-газ қондырғысын орнату арқылы, жұмыс тек қана «Текелі энергокешеніне» ғана қолданылмай, барлық Қазақстан Республикасы өңірінде жүзеге асатын болса, еліміздегі электр энергия тапшылығының толықтай алдын ала-аламыз деген қорытынды ой айтуға болады. Себебі, аталмыш жұмыста көрсетілгендей утилизациялық қазандық және 1,65 МВт ГТҚ-сын орнату арқылы ғана ЖЭО-ның ПӘК-ін 1%-ға көтеруге болады. Ал, бұл өз кезегінде 1 пайыздық ПӘК-ті арттыру, қанша млн теңгелік шығындарды кемітетіні жұмыс барысында дәлелденді. Тек, екі контурлы бу-газ қондырғысын орнатқанға дейін отын шығынын алып қарайтын болсақ, ол – 2673 млн теңгені құрады, ал орнатылғаннан кейін 2569 млн теңге көлемінде болды. Яғни, біз БГҚ орнату барысында отын шығынын 104 млн теңгеге кеміттік дегенді көрсетеді.

Соңғы жылдары Қазақстан Республикасы көлемінде экономиканың тұрақты өсу үрдісі барысында электр энергиясын тұтыну күнделікті арту үстінде. Бірақ, Қазақстанның электр станцияларының техникалық жай-күйін талдау негізгі жабдықтың 50-60%-ға тозғанын және өзінің қызмет ету мерзімінен әлдеқашан өтіп кеткенін көрсетеді.

Жалпы айтқанда, бұл 24 МВт-тық ЖЭО басқа ірі жылу электр орталықтарымен салыстырғанда шағын болып есептеледі. Ал, осы шағын ЖЭО-тары арқылы 104 млн тг отын шығынын үнемдеп отырсақ, басқа ЖЭО-тарында млрд-таған қаржыны үнемдеуге болады. Сол себепті де, екі контурлы БГҚ орнату техникалық, экономикалық және экологиялық көрсеткіштерін алып қарасақ, ұтымды болып табылады.

БЕЛГІЛЕР МЕН ҚЫСҚАРТУЛАРДЫҢ ТІЗБЕСІ

- БГҚ – бу газ қондырғысы;
ГТҚ – газ турбиналық қондырғы;
БКҚ – бу күштік қондырғы;
БТҚ – бу турбиналық қондырғы;
УҚ – утилизациялық қазандық;
ГТ – газ турбины;
БТ – бу турбины;
ТЭК – Текелі энергокешені
ЖЭС – жылу электр станциясы;
ЖЭО – жылу электр орталығы;
ЖК – жану камерасы;
ОК – осьтік компрессор;
К – конденсатор;
ҚС – қоректік сорғы;
ЭҚ – энергетикалық қазандық;
КС – конденсаторлық сорғы;
ЭГ – электр генераторы;
ПЭК – пайдалы әсер коэффициенті;
Ө – жылдық өнім шығару;
Ш_{сум} – жиынтық эксплуатациялық шығындар;
J – электр және жылу энергиясын жіберудің өзіндік құны;
Ш_{аа} – амортизациялық аударымдар, млн тг;
Ш_{отын} – отынға жұмсалатын шығындар, млн тг;
Ш_{су} – суға жұмсалатын шығындар, млн тг;
Ш_{е.а} – еңбек ақыға жұмсалатын шығындар, млн тг;
Ш_{а.ж.} – ағымдағы жөндеуге арналған шығындар, млн тг;
Ш_{ж.с.ш.} – жалпы станциялық шығындар, млн тг;
Ш_{экс} – эксплуатациялық шығындар, млн тг;
ӨПС – өндірістік персонал саны;
К – капиталдық салымдар, млн тг;
I₀ – алғашқы инвестициялар, млн тг;
CF – несиені қайтаруға арналған ақша салымы, млн тг;
r – несие бойынша банктің пайыздық мөлшерлемесі, %;
С – алынған несиені қайтару керек құны, млн тг;
ТТ – жылу және электр энергиясынан түсетін табыс, млн тг;
ЖШ – жиынтық шығындар, млн тг;
П – энергия берудегі табыс пен шығын арасындағы пайда, млн тг;
ӨУ – бу газ қондырғысының өтелім уақыты, жыл.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Цанев С.В. Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электротанций: Учебное пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанева- М.: Издательство МЭИ, 2002.- 584 с.
- 2 Арсеньев Л. В., Тырышкин В. Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами. – Л.: Машиностроение, 1982. – 247 с.
- 3 Трухный А.Д., Петрунин С.В. Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа. Методические указания по курсу «Энергетические установки» для студентов, обучающихся по направлению «Энергомашиностроение». – Москва: Изд. МЭИ , 2001.
- 4 Ривкин СЛ. Термодинамические свойства газов. Справочник. 4-е изд., перераб. - М.: Энергоатомиздат.,1987. – 288 с.
- 5 Паровые и газовые турбины для электростанций / А.Г. Костюк [и др.]; М.: Издательство: МЭИ, 2008. – 558 с.
- 6 Расчет показателей тепловых схем и элементов газотурбинных и парогазовых установок электростанций: Учебное пособие / Под ред. Цанев С. В., Буров В. Д., Дорофеев С. Н. и др. – М.: МЭИ, 2000. – 72 с.
- 7 Электронный ресурс. Паровые турбины. Режим доступа: https://studopedia.ru/13_6754_parovie-turbini.html Дата обращения: 16.03.2021.
- 8 Паровые и газовые турбины: Сборник задач: Учеб. пособие П18 для вузов / Б. М. Трояновский, Г. С. Самойлович, В. В. Нитусов, А. И. Занин; Под ред. Б. М. Трояновского, Г. С. Самойловича. – 3-изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 240 с.: ил.
- 9 Зысин Л. В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции: учеб. пособие. – СПб.: Изд.-во Политехн. ун-та, 2010. – 368 с.
- 10 Паровые и газовые турбины для электростанций: Учебник для ВУЗов / Под ред. А. Г. Костюка. – М.: МЭИ, 2016. – 556 с.
- 11 Качан. А. Д. Режим работы и эксплуатации тепловых электрических станций: Учебное пособие. – Мн.: Вышэйшая школа, 1978. – 288 с.
- 12 Матвеева А.А. Расчет показателей экономичности газотурбинных и парогазовых установок. Методические указания к курсовой работе для студентов, обучающихся по направлению 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника». - Томск: Изд. ТПУ, 2014.- 40 с.