

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

«Ғ. Дәукеев атындағы АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС
УНИВЕРСИТЕТІ»

Жылуэнергетика және байланыс жүйелері институты
Жылу энергетикалық қондырғылар кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі т.ғ.к., Кибарин А.А.

(ғылыми дәрежесі, атағы, Т.А.Ж.)

_____ « _____ » _____ 202__ ж.
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Алматы қаласындағы 2-ші Жылуэлектр орталығындағы
деаэратордың тиімділігін есептеу.

Мамандығы: 5B071700-Жылуэнергетика

Орындаған: Отынчиев Болат Турепашович
(Т.А.Ж.)

Тобы: ТЭДв -19-1

Ғылыми жетекшісі: т.ғ.д., профессор, Бахтияр Б.Т.
(ғылыми дәрежесі, атағы, Т.А.Ж.)

Кеңесшілер:

экономикалық бөлім бойынша: э.ғ.к., «ИМК» кафедрасының доценті
Абильдина Айнур Шахизадина

(ғылыми дәрежесі, атағы, Т.А.Ж.)

_____ « _____ » _____ 202__ ж.
(қолы)

өміртіршілігі қауіпсіздігі бөлімі

бойынша: аға оқытушы, Абдрешов Шамиль Аскарлович

(ғылыми дәрежесі, атағы, Т.А.Ж.)

_____ « _____ » _____ 202__ ж.
(қолы)

Нормобақылаушы: доцент, доктор PhD Олжабаева
Карлыгаши Сериковна

(ғылыми дәрежесі, атағы, Т.А.Ж.)

_____ « _____ » _____ 202__ ж.
(қолы)

Пікір беруші: «АлЭС» АҚ-ын қамтамасыз ету жөніндегі басқарма

директорының орынбасары Ергарин Мухтар Муафеевич

(ғылыми дәрежесі, атағы, Т.А.Ж.)

_____ « _____ » _____ 202__ ж.
(қолы)

Алматы 2021

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ
МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
«Ғ. Дәукеев атындағы АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС
УНИВЕРСИТЕТІ»

Ғарыштық инженерия және телекоммуникация институты
Электроника және Робототехника кафедрасы

Мамандығы: 5B071700Жылуэнергетика

Дипломдық жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент: Отынчиев Болат Түрепашович
(Т.А.Ж.)

Жобаның тақырыбы: Алматы қаласындағы 2-ші Жылуэлектр орталығындағы деаэратордың тиімділігін есептеу.

2021 ж. «18» ақпан айындағы №25 университет бұйрығымен бекітілді.
Аяқталған жобаны тапсыру мерзімі « _____ » 2021 ж.

Жобаға алғашқы деректер (талап етілетін зерттеу (жоба) нәтижелерінің параметрлері және зерттеу нысанының алғашқы деректері):

Әдетте күн коллекторы жылу жабдықтары болып саналады және күн сәулесін сіңіріп, жылу энергиясына айналдыру арқылы күн энергиясын алады деп болжанады. Мұндай жүйелер күн сәулесін сіңіру үшін күн коллекторының түтіктерінен өтіп, салқындатқыш болып саналатын жұмыс сұйықтығынан пайда көреді.

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

Дипломдық жұмыстың тақырыбы АлЭС ЖЭО-2 вакуумды газсыздандырғыш жұмысының тиімділігін жоғарылату.

Жылулық бөлімінде ЖЭО-ның қағидалық жылулық сұлбасының есебі жүргізілген және негізгі және қосымша жабдықтары таңдалынған.

Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімінде өндірістің талдамасы және мекемедегі еңбек шарттарын анықтайтын себептердің талдамасы жүргізілген.

Жұмыстың экономикалық бөлімінде өндірістің негізгі техника-экономикалық керсеткіштері анықталған және жобаның өтелу мерзімінің есебі жүргізілген.

Графикалық материалдардың (міндетті түрде дайындалатын сызбаларды көрсету)тізімі:

- 1 Қабылдағыштың изометриялық көрінісі
- 2 Жылу қабылдағыштардың түрлі нысандары
- 3 Қабылдағыштағы температура контурлары
- 4 Қабылдағыштардың айналасындағы ауа ағындары
- 5 Қабылдағыштың әртүрлі нысандарындағы ауа температурасының өзгеруі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер:

- 1 Фокин В.М. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения. М.: «Издательство Машиностроение -1», 2006.
- 2 Березовский, Н.И. Б 48 Технология энергосбережения: учеб. пособие / Н.И. Березовский, С.Н. Березовский, Е.К. Костюкевич. - Минск : БИП-С Плюс, 2007.
- 3 Сканава А.Н. Махов Л.М. Отопление. – М.: АСВ, 2002. – 576с.
- 4 Танака Сюнроку, Суда Рейдзи. Жилые дома с автономным солнечным теплохладоснабжением. Перевод с японского Е.Н Успекской. Под редакцией д-р техн. наук проф. М.М Колтуна, канд.техн.наук Г.А.Гухман. М.:Стройиздат-1989.-234с.
- 5 Технология энергосбережения : учеб. пособие / Н.И. Березовский, С.Н. Березовский , Е.К. Костюкевич.- Минск.: БИП-С Плюс,2007.
- 6 Сканава А. Н. Конструирование и расчет систем водяного и воздушного отопления зданий. Изд. 2е. М.: Стройиздат, 1983. – 304 с.
- 7 СНиП II-3-79*, Строительные нормы и правила. Строительная тепло- техника. М.: 1979 г.
- 8 Соколов Е.Я.. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. – 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.

Жоба бойынша жобаның бөлімдеріне қатысты белгіленген кеңесшілер

Бөлімдері	Кеңесшілері	Мерзімі	Қолы
Экономикалық бөлім	Абильдина Айнур Шахизадина	17.05.2021	
Өміртіршілігі қауіпсіздігі бөлімі	Абдрешов Шамиль Аскарлович	21.05.2021	
Негізгі бөлім	Бахтияр Болжан Торепашқызы	5.01.2021	

Диплом жобасын дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдердің атауы, әзірленетін мәселелердің тізімі	Ғылыми жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
<i>Сандық модельдеуді қолдана отырып бес түрлі күн қабылдағыштардың тиімділігі позиция мен пішін тұрғысынан талданды сонымен қатар күн параболалық концентраторлардың жылу қабылдағыштарының әртүрлі формаларының конвективті шығыны есептеліп, салыстырылды.</i>	<i>07.02.2021 ж.</i>	
<i>Оңтүстік Қазақстан метеорологиялық және сейсмологиялық ұйымнан алынған метеорологиялық деректеріне сүйене отырып Оңтүстік Қазақстандағы Күн радиациясын есептеу (Шымкент қ. мысалында), күн радиациясын бағалап, параболалық науалары бар коллекторларды практикалық қолдану үшін ұсынылатын күн сәулесінің сағаттық, күнделікті және жылдық өзгерістеріне талдау жасалды</i>	<i>28.02.2021 ж.</i>	
<i>Жұмыс режимдерін математикалық модельдеу бағдарламасы әзірленді;</i>	<i>13.03.2021 ж.</i>	
<i>Жобаның экономикалық тиімділігі және қоршаған ортаға тигізетін әсерін зерттеу.</i>	<i>27.03.2021 ж.</i>	

Тапсырманың берілген уақыты « 5 » 01 2021ж.

Кафедра меңгерушісі _____ (Кибарин А.А.)
(колы) (Т.А.Ж.)

Жобаның ғылыми жетекшісі _____ (Бахтияр Б.Т.)
(колы) (Т.А.Ж.)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ (Отынчиев Б.Т.)
(колы) (Т.А.Ж.)

Аннотация

Темой дипломного проекта является повышение эффективности работы вакуумных деаэраторов АлЭС ТЭЦ-2.

В тепловой части производится расчет принципиальной тепловой схемы ТЭЦ и выбор основного и вспомогательного оборудования.

По разделу безопасности жизнедеятельности производится анализ производства и факторы определяющие условия труда на предприятии.

Определение основных технико-экономических показателей производства и срока окупаемости проекта произведены в экономической части.

Annotation

Theme of the master thesis is “operational efficiency increasing of vacuum deaerators on AIES CHP-2”.

In practical (“thermal”) part of the thesis, the principal heat-transfer scheme of CHP is calculated, also main and accessory equipment choose, and calculations are presented.

In “life safety” part of the thesis was made the analysis of producing process and conditions of work factors.

In “economical” part of the thesis id performed feasibility study and payback time of the project.

Андатпа

Дипломдық жұмыстың тақырыбы АлЭС ЖЭО-2 вакуумды газсыздандырғыш жұмысының тиімділігін жоғарылату.

Жылулық бөлімінде ЖЭО-ның қағидалық жылулық сұлбасының есебі жүргізілген және негізгі және қосымша жабдықтары таңдалынған.

Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімінде өндірістің талдамасы және мекемедегі еңбек шарттарын анықтайтын себептердің талдамасы жүргізілген.

Жұмыстың экономикалық бөлімінде өндірістің негізгі техника-экономикалық керсеткіштері анықталған және жобаның өтелу мерзімінің есебі жүргізілген.

Мазмұны

Кіріспе.....	7
1 Жылу бөлігі.....	8
1.1 АЖЭО-2 орнатылған негізгі жабдықтың сипаттамасы.....	8
1.2 Қосалқы жабдықтың сипаттамасы.....	19
1.3 ЖЭО кеңейтілетін бөлігінің жылу схемасын есептеу.....	24
1.4 Қосалқы жабдықты таңдау.....	26
1.5 ЖЭО отын шаруашылығы.....	28
1.6 Бас корпустың орналасуы.....	30
1.7 ЖЭО бас жоспары.....	31
2 Арнайы сұрақтар.....	41
3 Экономикалық бөлім.....	47
4 Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлімі.....	61
Қорытынды.....	80
Әдебиеттер тізімі.....	81

					<i>ДП – 5В071700 – 2021 – ПЗ.ДО</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Немичев В.М.				Лит.	Лист
Руковод.		Кибарин А.А.					6
Реценз.					<i>АУЭС, каф.ТЭУ</i>		
Н. Контр.		<i>Олжабаева К.С.</i>					
Утверд.		Кибарин А.А.					

Кіріспе

Алматы ЖЭО-2 Алматы қаласынан батысқа қарай 15 км жерде, Қарасай ауданы Алғабас кентінің ауданында орналасқан. АЛЭС ЖЭО-2 екі кезекте салынған.

Құрылыстың бірінші кезегі 1978-1983 жылдары жүзеге асырылды.

БКЗ-420-140-7С типті үш бу қазандығы және ПТ-80/100-130/13 типті үш бу турбиналары пайдалануға берілді.

Құрылыстың екінші кезегі 1985-1989 жылдары жүзеге асырылды. БКЗ-420-140-7с типті тағы төрт бу қазандығы, бір Р-50-130/13 бу турбинасы және екі бу Т-110/120-130 турбинасы пайдалануға берілді.

1995 жылдан бастап құрылыстың үшінші кезегі осы күнге дейін жүргізілуде, ол тағы бір БКЗ-420-140-7С қазандығын іске қосуды, Вентури құбырлары бар скрубберлерді қайта жаңарту, жаңа күл үйіндісін салу, БКЗ-420-140-7с қазандықтарының конвективті шахтасын қайта жаңартуды көздейді.

АЛЭС ЖЭО-2-ден жылу беру Алматы қаласының жылыту аймағы үшін ыстық суда жүзеге асырылады.

АЛЭС ЖЭО-2 ең жоғары режимде жұмыс істейтін Батыс жылу кешенімен бірге базалық режимде жұмыс істейді.

АЛЭС ЖЭО-2-ден электр энергиясын беру 110 кВ кернеуде жүзеге асырылады және таратылады, 110 кВ тарату құрылғысының схемасы екі жұмыс және айналмалы шиналар жүйелерімен, бір ажыратумен жүзеге асырылады. Шиналардың екі жұмыс жүйесі де бөлінген.

АТЭЦ-2 орнатылған қуаты :

- электр-510 мВт

- жылу-1176 Гкал/сағ.

Қазіргі уақытта Алматы өңірінде өндірістің дамуына және қарқынды тұрғын үй құрылысына байланысты электр және жылу қуатының тапшылығы орын алуда.

АТЭО-2-де қоректік суды дайындаумен байланысты проблемалар бар.

Осы жобада жылу желісін қоректендірудің деаэрациялық қондырғысының жылу схемасын қайта жаңарту көзделеді.

Сондай-ақ, қайта құру бойынша жобалық шешімдердің техникалық-экономикалық негіздемесі, қауіпсіздік техникасы мен қоршаған ортаны қорғау мәселелері ұсынылды.

ДП – 5В071700 – 2021 – ПЗ.ДО

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Немичев В.М.				7	
Руковод.		Кибарин А.А.					
Реценз.							
Н. Контр.		Олжабаева К.С.					
Утверд.		Кибарин А.А.					

АУЭС, каф.ТЭУ

1 Жылулық бөлімі

1.1 ЖЭО-2 орнатылған негізгі жабдықтың сипаттамасы

Алматы ЖЭО-2 2 кезекте салынды: құрылыстың 1-кезегі 1978-1983 жылдары жүзеге асырылды. Пайдалануға БКЗ-420-140-7С типті үш бу қазаны және ПТ-80/100-130/13 типті үш бу турбиналары берілді. Құрылыстың екінші кезегі 1985-1989 жылдары жүзеге асырылды. Пайдалануға тағы БКЗ-420-140-7С типті төрт бу қазаны, бір бу турбины Р-50-130/13 және екі Т-110/120-130-5 типті бу турбины берілді.

Қондырғы типі	Қуаты, өнімділігі	Өткір бу және таңдалған бу параметрлері	Пайдалануға берілген жылы	кезек
1. БКЗ-420-140-7с типті бу қазаны, ст. № 1	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°С	1980 г.	1
2 БКЗ-420-140-7с, типті бу қазаны ст. № 2	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°С	1981	1
3. БКЗ-420-140-7с типті бу қазаны ст.№ 3	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°С	1983	1
4. БКЗ-420-140-7с типті бу қазаны ст.№ 4	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°С	1984	2
5. БКЗ-420-140-7с типті бу қазаны ст.№ 5	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°С	1985	2
6. БКЗ-420-	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°С	1987	2

140-7с типті бу қазаны ст.№ 6				
7. БКЗ-420-140-7с типті бу қазаны ст.№ 7	420/320 т/ч	13,8 МПа 560°С	1988	2
8. ПТ-80/100-130/13 типті бу турбинасы ст.№1	80 МВт	12,8 МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1980	1
9. ПТ-80/100-130/13 ст.№ 2	80 МВт	12,8 МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1981	1
10. ПТ-80/100-130/13 типті бу турбинасы ст.№3	80 МВт	12,8 МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1982	1
11. Р-50-130/13 типті бу турбинасы ст. № 4	50 МВт	12,8 МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1986	2
12. Т110/120 - 130-5 типті бу турбинасы ст. №5	110 Мвт	12,8МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1988	2
12. Т-110/120-130-5 типті бу турбинасы ст. №6	110 Мвт	12,8МПа 555°С и 1,3 МПа 270°С	1990	2

Станцияның орнатылған қуаты:

Электр-510 МВт

Жылу-1176 Гкал/с

Қолда бар қуаты:

Электр-386,5 МВт

Жылу – 768 Гкал/с

Максималды жылу жүктемесі - 613 Гкал/сағ

Қазандыққа көмірдің сағаттық шығыны-58 тнт/сағ, орташа бу өнімділігі 309 т / сағ.

Орнатылған және қолда бар қуаттардың үзілуіндегі негізгі себеп жобасыз отынмен жұмыс істейтін қазандықтардың бу өнімділігінің тапшылығы болып табылады.

Электр энергиясын конденсациялық режимде өндіру, әсіресе жазғы кезең градирнялардың салқындату қабілетінің жеткіліксіздігімен және турбиналар конденсаторларының қанағаттанарлықсыз жағдайымен шектеледі.

1.2 Қосалқы жабдықтың сипаттамасы

ЖЭО-2 орнатылған қосалқы жабдықтардың сипаттамасы

Қондырғы	Тип	Сипаттамасы	Саны
	- Қоректік ПЭ-500-180-3	Q=500 т/сағ H=1975 м. су. бағ. N _{дв.} =4000 кВт	10
	- желілік 1 көтеру: СЭ-1250-70	Q=1250т/сағ H=70 м. су. бағ. N _{дв.} =315 кВт	5
	- желілік 1 көтеру: СЭ-2500-60	Q=2500 т/сағ H=60 м. су. бағ. N _{дв.} = 500 кВт	4
	- желілік 2 көтеру: СЭ-1250-140	Q=1250 т/сағ H=140 м. су. бағ. N _{дв.} = 630 кВт	4
	- желілік 2 көтеру : СЭ-2500-180	Q=2500 т/сағ H=180 м. су. бағ. N _{дв.} = 1600 кВт	8

1. Сорғы:

- қоректік 300Д-90	Q=1250 т/сағ H=74 м. су. бағ.	11
- конденсаттық КС-80-155	Q=80 т/сағ H=155 м. су. бағ. N _{дв.} = 55 кВт	6
айдау КСВ-320-160	Q=320 т/сағ H=160 м. су. бағ. N _{дв.} = 250 кВт	6
- конденсатты КС-80-155	Q=80 т/сағ H=155 м. су. бағ. N _{дв.} = 55 кВт	2
- П КС-80-155	Q=80 т/сағ H=155 м. су. бағ. N _{дв.} = 55 кВт	2
-шікі су	Q=1250 т/сағ H=74 м. су. бағ.	4
Д-2500-62	Q=2500 т/сағ H=62 м. су. бағ. N _{дв.} = 630 кВт	4
- Хим.тұзсыздандырылған К 80/95	Q=80 т/сағ H=95 м. су. бағ.	2
- дренаждық бактардың : КС-80-155	Q=80 т/сағ H=155 м. су. бағ. N _{дв.} = 55 кВт	6
2К-20/30	Q=20 т/сағ H=30 м. су. бағ. N _{дв.} = 5,5 кВт	6
-қазанға ағызу бактарынан ЦНСГ-60-165	Q=60 т/сағ H=165 м. су. бағ. N _{дв.} = 55 кВт	2
- іске қосу және пайдалану шаюшы	Q=300 т/сағ	

		Н=180 м. су. бағ.	2
	8МСК-7*3		
	4х-6Е-1	Q=90 т/сағ Н=84 м. су. бағ.	2
	- циркуляциялық Д-6300-27	Q=6300 т/сағ Н=27 м. су. бағ. Nдв.= 630 кВт	10
	-мойынтіректері бар таза судан	Q=50 т/сағ Н=50 м. су. бағ.	8
Деаэраторлар.	2. - жоғарғы қысымды ДСП-500	Д=500 т/сағ Vб=120 м куб.	3
	-ДСП-500м	Д=500 т/сағ Vб=65 м куб.	5
	-атмосфералық ДСА-150	Д=500 т/сағ Vб=50 м куб.	1
	-вакуумдық ДВ-800	Д=1200 т/сағ Д=800 т/сағ	2 9
Бойлерлік қондырғылар:	3. - негізгі желілік жылытқыштар ПСГ-1300-3-8-1	F=1300 м кв. G ном.=2000 т/сағ	6

	-ПСГ-2300-2-8-1	F=2300 м кв. G ном.=2500 т/сағ	2
	-ПСГ-2300-2-8-11	F=2300 м кв. G ном.=3500 т/сағ	2
	-пиктік желілік жылытқыштар ПСВ-315-14-23	F=315 м кв. G ном.=1130 т/сағ	4
	-ПСВ-500-14-23	F=500 м кв. G ном.=1500 т/сағ	10
	- пиктік бойлердің конденсатын		

	салқындатқыштар ПСВ-90-7-15	F=90 м кв. G ном.=350 т/сағ	2
	-ПСВ-500-14-23	F=500 м кв. G ном.=1500 т/сағ	2
	400ТНГ-25-М1- В/20-42	F=35 м кв.	2
4. ЖҚЖ (жалпылама)	ПВ-425-230-37-1	F=425 м кв.	1
	ПВ-425-230-37-1	F=420 м кв.	1
5.Редукциялық- салқындатқыш қондырғылар:	РОУ-IV-BA3	P=14/1,6 МПа Д=150 т/сағ	2
	РОУ-I-BA3	P=14/2,7 МПа Д=20 т/сағ	2
	РОУ-БК3	P=1,4/0,12 МПа Д=20 т/сағ	1
	РОУ-VIII-BA3	P=14/1,5 МПа t= 350/250 С	8
6.Бақтар	-хим. тұссыздандырылған су қоры	V=1000 м куб.	2
	- лас конденсаттың	V=1000 м куб.	1
	- қоректендіру жылу желілік	V=3000 м куб.	2
	-қайта құю	V=250 м куб.	1
	- қазаннан ағындық құю	V=40 м куб.	2
	-дренаждық	V=15 м куб V=10 м куб. V=2,5 м куб..	4 2 3
	-мойынтіректері бар таза судан	V=16 м куб.	8
	- - іске қосу және пайдалану шаюшы	V=8 м куб.	1

Дренаждык кеңейткіш:	9.	жоғарғы қысымды	P=0,6Мпа Du=2000 мм V=7,5 м куб.	3
		- төменгі қысымды	P=0,6Мпа Du=2000 мм V=7,5 м куб.	2

АТЭЦ-2 функционалдык жүйелері

- энергетикалық қазандары, бу турбиналары және жылуландыру жабдығы бар бас корпус.
- жылу желілері мен қазандықтарды химиялық сумен тазалау
- отын шаруашылығы
- салқындату жүйесі
- гидро-күлді жою жүйелері
- сорғы станцияларының кешені
- технологиялық құбырлар кешені

ЖЭО жылу сұлбасы. Жылу беру сұлбасы

ЖЭО жылу сұлбасы бу мен судың көлденең байланысы бар секциялық принцип бойынша жүзеге асырылады. ЖЭО цикліндегі шығындардың орнын толтыру химиялық тұзсыздандырылған сумен қамтамасыз етіледі. Қазандықтар мен жылу желілерін қоректендіру үшін бастапқы су ретінде ауыз су пайдаланылады. Жобаға сәйкес ЖЭО-да Қарағанды өнеркәсіптік өнімін пайдалану көзделді. Іс жүзінде ЖЭО жобалық емес отынмен – Борлы және Куу-чекін көмірінің қоспасымен жұмыс істейді. Шаң дайындау сұлбасы – жеке тікелей үрленетін, балғалы диірмендері бар.

ЖЭО-дан жылуды жіберу тек Алматы қаласының жылу аймағын жылумен қамтамасыз ету үшін ыстық суда жүзеге асырылады. Ыстық сумен жабдықтау жүйесі – ашық жүйеде жүргізіледі. Жылу берудің температуралық кестесі – арнайы, қыста желілік судың максималды температурасы – 150°C, жазда – 70°C. ЖЭО базалық режимде Батыс жылу кешенімен (БЖК) бірлесіп жұмыс істейді, ол ең жоғары режимде жұмыс істейді.

ЖЭО-2-ден жылу беру екі бағыт бойынша жүзеге асырылады:

- бір құбырлы схема бойынша жұмыс істейтін du800 және du1000 құбырларынан жылу магистралі бойынша (БЖК-де).
- ЖЭО-2 аумағына жақын орналасқан тұтынушыларға.

ЖЭО-дан жылу беру секциялық ысырмалары (задвижка) бар коллекторлық схема бойынша жүзеге асырылады.

ЖЭО – 2-де аккумуляторлық бактар қарастырылмаған.

ЖЭО конденсациялық режимде электр энергиясын толық өңдеумен жылу кестесі бойынша жұмыс істейді.

Техникалық сумен жабдықтау жүйесі

ЖЭО – ның қолданыстағы техникалық сумен жабдықтау жүйесі – айналымды.

Салқындатқыш ретінде желдеткіш пленкалы салқындату мұнаралары қолданылады. Айналым тізбегіндегі су айналымы негізгі корпуста орнатылған айналым сорғыларының көмегімен жүзеге асырылады. Циркуляциялық су таратқыштар болаттан жасалынған құбырлардан жасалған.

Айналым жүйесі келесі схема бойынша жұмыс істейді:

Градирняларда салқындатылған су диаметрі 120-1800 мм салқындатылған судың циркуляциялық су таратқыштарына түседі.

Градирнялар турбиналардың конденсаторынан және цирк сорғыларынан геодезиялық асып кетумен орналасқандықтан, салқындатқыш суды конденсаторларға беру табиғи қысымның әсерінен болады. Конденсаторларда өткен су циркуляциялық сорғылардың соруына түсіп, салқындатқыш мұнаралардың бүріккіш шүмектеріне қысыммен беріледі.

Қосалқы жабдықты суыту әрбір турбина үшін жеке контурлармен жүргізіледі. Контур құрамына механикалық сүзгілер, жылу алмастырғыштар және жылытылған судың ағынды циркуляциялық су таратқыштарына қыздырылған суды беретін үдеткіш сорғылары кіреді.

ЖЭО-да 6 екі секциялы желдеткіш градирня орнатылған және жұмыс істеп жатыр. 1-ші градирняның ауданы - 648 м². Барлық градирнялардың жалпы ауданы 3880 шаршы метрді құрайды. Градирнялар "Нема" типті желдеткіштермен жабдықталды, жоба бойынша желдеткіштердің жетектері ретінде ВАСВ 17 - 40-52 электр қозғалтқыштары қолданылды, желдеткіштің қозғағышының білігіне тікелей саптамасы бар.

Салқындату мұнарасының жобалық салқындату қабілеті 12,3 м/(м·сағ) суару тығыздығы кезінде 8000 т/сағ құрайды, жалпы салқындату қабілеті - 48000 т/сағ.

ЖЭО пайдалану күшімен үш градирнядағы желдеткіш агрегаттарын қайта жаңарту жүргізілді. Қайта құру ВАСВ 17-40-52 электр қозғалтқыштарын диффузор негізі деңгейінде орнатылған «Немо» желдеткішінен қашықтан басқаруға ауыстырудан тұрады.

Желдеткіштің дөңгелегі редуктордың тік білігіне тікелей орнатылады. Редукторға айналу моменті диффузордың артындағы баспанада орнатылған электр қозғалтқышынан көлденең білік арқылы беріледі.

Газтазартқыш жабдықтар

ЖЭО-2 қазандықтарында түтін газдарын зиянды заттардан тазарту үшін дымқыл күлтүтқыштар – Вентури құбырлары қосылған МВ-ВТИ скрубберлері қолданылады.

Қазандардан шыққан түтін газдары биіктігі 129 м, сағасының диаметрі 6 және 6,6 м екі түтін құбыры арқылы шығарылады, №1 құбырға № 1-4 ст.қазандары, №2 құбырға – №5-7 ст. қазандары қосылған.

Атмосфераға зиянды заттардың нақты шығарылуы 46802 т/ж құрайды.

Отын шаруашылығы

Отын-көлік шаруашылығы қарағандылық көмір-өнеркәсіп өнімдерін жағуға қабылдау, сақтау және беру үшін, бас корпусқа отын беру трактісінің өнімділігі 600 т/сағ және қоймаға 900 т/сағ болатын 8 қазандық үшін жобаланды.

Қазіргі уақытта станция борлин мен куу-чекин көмірінің қоспасын жағуға көшті.

Отынды жеткізу жолы келесі құрылыстардан тұрады:

1. Жүк көтергіштігі 134 тоннаға дейін вагондарды түсіруге арналған екі роторлы төрт тірек вагон аударғыштан тұратын жүк түсіретін құрылғы. Қабылдау бункерлерінің торларында көмірді ұсақтау ДФМ-11 ұсақтау-фрезерлік машиналарымен жүзеге асырылады, бункерлерден таспалы конвейерлерге отынды тербелмелі қоректендіргіштер береді.

Вагон аударғыштарды және түсіру құрылғысының басқа да механизмдерін басқару түсіру құрылғысының қалқанынан жүзеге асырылады. Вагондарды жылжыту локомотивтермен жүзеге асырылады.

2. Әрқайсысының өнімділігі 1000 т/сағ болатын Д20+20 типті екі балғалы ұнтақтағыштармен жабдықталған ұсақтау корпусы.

3. Қоймаға және қоймадан отын берудің таспалы конвейерлерімен жабдықталған сыйымдылығы 362730 т отын қоймасы. Қоймаға отын беру ұсақтау корпусынан ұсатқыштарға дейін, қоймадан – бульдозерлермен торлары бар тиеу бункерлері арқылы, тербелмелі қоректендіргіштердің көмегімен жүргізіледі.

4. 1 және 2 көтергіш таспалы конвейерлерден тұратын негізгі отын жеткізу жолы, ені В=1400 мм 2 көтеруде отын ЛТМ типті таспалы таразылармен өлшенеді. Ұсатқыштар мен уатқыштарды металл заттардың сынуынан қорғау үшін №2 және №3 конвейерлерде электромагниттік сепараторлар орнатылды: шкивтік және аспалы.

5. Шикі көмір бункерлерін екі жақты стационарлық соқалы түсіргіштердің көмегімен тиеу жүргізілетін бас корпус шегінде отын беру.

Бас корпусының себу мұнарасында ұсату-бөлу қондырғысымен жиынтықта сынама іріктеу қондырғылары орнатылған. Отын беру трактісінің механизмдерін басқару қалқаны ұсақтау корпусына жапсарлас орналасады.

6. Ақаулы вагондарды түсіру үшін люкті жапқыштармен жабдықталған биіктігі 3 м, ұзындығы 120 м эстакада қызмет етеді.

7. ЖЭО-ға келген қатып қалған көмірді еріту үшін 20 вагонға арналған екі жолды жібіту құрылғысы пайдаланылады.

8. ЖЭО-2-дегі мазут шаруашылығы ұзындығы 100 м ағызу теміржол эстокадасынан тұрады, қабылдау сыйымдылығы 12НА22*6 типті төрт

батырылатын сорғылармен жабдықталған, 1000 текше метр үш металл резервуардан тұратын мазут қоймасы және май аппаратымен блокталған мазут сорғысы бар.

Мазут шаруашылығы сегіз 60 тонналық темір жол цистерналарын қабылдауға, "100" маркалы мазутты сақтауға және қазандықтарды жандыру үшін қазандыққа жеткізуге арналған, 45 т/сағ дейін, қысымы $P = 2,2$ МПа айналымды ескере отырып.

Өнеркәсіптік ағындардың схемасы

Қазіргі уақытта ЖЭО – 2-мен сыртқы тұтынушыларға бу жіберу жүргізілмейді, сондықтан конденсатты тазарту қондырғысы жоқ. Мазут конденсаты ТӨҚ (топтық өлшеу қондырғылары) жүйесіне шығарылады.

Пайдаланылған регенерациялық ерітінділер, тұзсыздандыратын қондырғылар өзара бейтараптандырудан кейін ТӨҚ жүйесіне жіберіледі. Қазіргі уақытта ТӨҚ жүйесінің балансы бұл мүмкіндікті береді.

Жоба бойынша қазандықтарды сумен қамтамасыз ететін ХСТ-мен бейтараптандырылған ағындар және жылу желісін сумен қамтамасыз ететін ХСТ-мен тұздалған сулар қалалық кәрізге ағызылуы тиіс.

ЖЭО-ның өнеркәсіптік сарқынды суларын қалалық кәрізге келісілген түрде бұру 350 т/сағ құрайды, регенерациядан кейін ХСТ сүзгілерінің жуу сулары жиналады және сүзгі материалын кейіннен босату үшін пайдаланылады.

Қазіргі уақытта қазандықтарды үрлеу, қышқылды шаюдың ағындылары және пайдаланылған консервациялау ерітінділері ТӨҚ жүйесіне жіберіледі.

ХСТ қазандарды.

ЖЭО бірінші кезектегі қазандықтарды химиялық сумен тазалау келесі жұмыс сұлбасымен жобаланды:

- тікелей ағынды коагуляция;
- механикалық сүзгілерде сүзу;
- 2 сатылы тұзсыздандыру. Қондырғы өнімділігі - 60 т/сағ.

Алматы ЖЭО – 2 кеңейтудің 2-кезегінің жобасында өнімділігі 101 т/сағ қазандықтарды қоректендірудің жаңа ХСТ көзделген. Қазіргі уақытта қондырғы жұмыс істеп жатыр. ХСТ сұлбасы:

- жаңа ғимаратта жаңа жабдықты орната отырып, суды 2 сатыда химиялық тұзсыздандыру.

ЖЭО пайдалану күшімен гидрожүктеу сүзгілерін пайдалану есебінен өнімділігі 140 т/сағ дейін артты.

ХСТ қоректендіру жылу

Жылу желісін ХСТ қоректендіру қазандықтарды ХСТ-мен бір мезгілде пайдалануға берілді.

1-ші кезектегі жылу желісін толтыру ХСТ схема бойынша жобаланды: сутегі – "аш" регенерациясы бар катионизация (33% - 1400т/сағ қышқыл су, 67% қоспасы бар - 2200 т/сағ бастапқы су). Жалпы өнімділік – 3300 т/сағ.

Жылу желісін толықтырудың 1-кезегі бөлшектелген және ЖЭО кеңейтудің 2-кезегімен өңдеу схемасын өзгерте отырып, жылу желісін жаңа ХСТ қоректендіру қарастырылған:

- қыста-ағынды судың барлық ағынын күкірт қышқылымен қышқылдандыру, декарбонизация, сілтілендіру, содан кейін ағынның бір бөлігі (70%) натрий – катионит сүзгілерінде 1 сатыда жұмсартылады, ал 30% буферлік сүзгілерден өтеді;

- жазда - ағын суды күкірт қышқылымен қышқылдандыру, декарбонизация, каустикалық натриймен сілтілеу, буферлік сүзгілер.

Аталған қондырғы қазіргі уақытта пайдалануда.

Өнімділігі 9200 т / сағ.

Шын мәнінде, ХСТ жұмыс схемасы дизайннан өзгеше. Қысқы режимде қоректік су ИОМС кешенімен өңделеді, ол инені айналып өтіп, негізгі корпустағы бастапқы суға тікелей құйылады.

Жазғы режимде сұлба – жобалық болып табылады.

Су мен бу сапасының көрсеткіштері

Суды пайдалану сипатына байланысты әр түрлі тұтынушылар судың сапалық және сандық сипаттамалары үшін қажетті концентрациялық көрсеткіштерді анықтайды.

Жылу энергетикасында пайдалану үшін су сапасының маңызды көрсеткіштері:

- * ірі дисперсті қоспалардың (ІДҚ) шоғырлануы;
- * шынайы ерітілген қоспалардың концентрациясы (иондық құрамы);
- * коррозиялық белсенді газдардың концентрациясы;
- * сутегі иондарының концентрациясы;
- * құрғақ және кальциленген қалдықты, тотығуды, қаттылықты, сілтілікті, кремний құрамын, нақты электр өткізгіштігін және т. б. қамтитын технологиялық көрсеткіштер.

Судағы дәрекі заттардың концентрациясы суды қағаз сүзгісі арқылы сүзу арқылы, содан кейін оны 105-тен 110-ға дейінгі температурада тұрақты массаға дейін кептіру арқылы дәл анықталуы мүмкін.

Судың кермектігі жылу энергетикасында суды пайдалану жолдарын анықтайтын маңызды көрсеткіштердің бірі болып табылады.

Судың нақты электр өткізгіштігі текшенің қарама-қарсы екі бетінің арасында орналасқан, қабырғасының ұзындығы 1 см болатын су қабатының электр өткізгіштігімен сипатталады. Ол жанама түрде нақты еріген күйдегі қоспалардың жалпы концентрациясымен байланысты (тұз мөлшері). Ерітінділерде электр өткізгіштік пен иондық қоспалардың концентрациясы арасындағы байланыс көптеген факторларға, соның ішінде температураға, иондардың түріне, диссоциация дәрежесіне байланысты болады, бұл өлшеуді қиындатады. Тұрақты температурада және диссоциация дәрежесінде ерітінділерде (екінші типтегі өткізгіштер) неғұрлым нақты байланыс бар.

Қоректік судың сапа нормаларымен белгіленген сапасын сақтау үшін қазіргі станцияларда оның негізгі компоненті – турбиналық конденсатты тазарту ұйымдастырылады.

Тұзсыздандыру әдісімен қосымша суды дайындаудың қазіргі заманғы схемаларын пайдалану кезінде өңделетін судағы барлық иондардың қалдық жиынтық құрамы 0,5 мг/дм³ аспайды, сондықтан турбиналық конденсаттың ластануына қосылған судың иондалған қоспаларының үлесі аз. Алайда, элементтердің коллоидты бөлшектері циклге қосымша тұзсыздандырылған сумен, оның ішінде органикалық заттармен бірге түсуі мүмкін. Өңделген қосымша сумен бірге ерітілген оттегі мен азот та циклдарға беріледі.

Турбина конденсаттарындағы ластаушы қоспалардың сандық құрамы салқындату және қосымша сулардың химиялық құрамына ғана емес, сонымен қатар бірқатар режимдік факторларға да байланысты. Осылайша, турбиналық конденсаттағы темір коррозиясы өнімдерінің құрамы тұрақты электр жүктемесі бар энергия блоктарын пайдалану кезінде әдетте 10-20 мкг/дм³ құрайды, ал іске қосу кезеңінде бұрын пайда болған шөгінділердің қарқынды шайылуына байланысты 250-500 мкг/дм³ дейін көтеріледі.

АлЭС ЖЭО-2-нің 2006 жылғы техникалық-экономикалық көрсеткіштері

Көрсеткіш атауы, өлшем бірлігі	өлшем
Белгіленген электр қуаты	510
Қолда бар электр қуаты, МВт	386,5
Электр энергиясын жылдық өндіру, МВт сағ	1749257
Электр энергиясын жылдық босату, МВт сағ	1432322
Әэ босатуға шартты отын шығысы, г/кВ сағ	287,1
Орнатылған жылу қуаты, Гкал	1176
Қолда бар жылу қуаты, Гкал	767,5
Жылдық жылу беру, Гкал	2773602
Жылуды босатуға шартты отын шығысы, кг/Гкал	202,1
Отынды жылдық тұтыну, тонн:	
көмір	1648794
Мазут	25146

1.3 ЖЭО жылу схемасын есептеу

1.3.1 Т-110/120-130 турбинасының жылу схемасын жасау

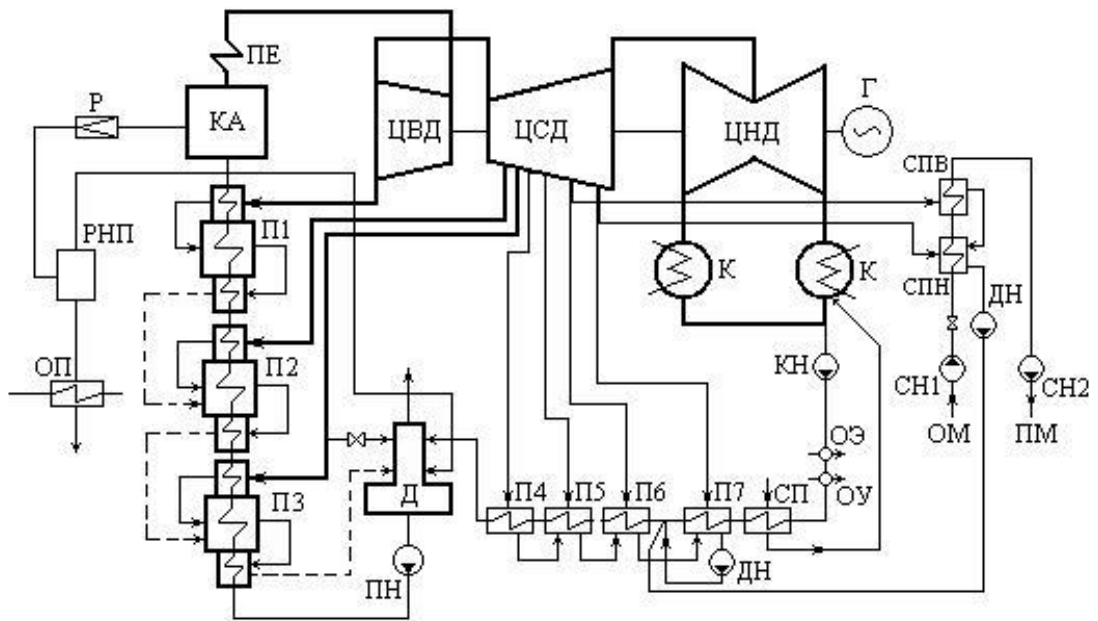
Номиналды режимдегі Турбо қондырғысының сипаттамасы

Электр қуаты, $N_э$, МВт	110
Жылу таңдауының жылу қуаты, Q_T , МВт	200
Жедел бу шығыны, т/ч	445
Турбинаның ішкі салыстырмалы ПӘКі, η_1	0,80
η_2	0,82
η_3	0,70
η_4	0,37
Іріктеудегі бу қысымы: P_1 , МПа	3,2
P_2 , МПа	2,2
P_3 , МПа	0,9
P_4 , МПа	0,51
P_5 , МПа	0,28
P_6 , МПа	0,172
P_7 , МПа	0,0626
P_K , МПа	0,018

Біз жылу схемасын стандартты зауыттық схемаға сүйене отырып жасаймыз, сурет.1.

Принципиалды жылу схемасынан, сурет.1. қазандықтан кейін бу турбинаға түсетінін көруге болады. Шығарылған бу конденсаторға түседі. Конденсатордан кейін конденсат конденсат сорғыларымен ТҚҚ тобы арқылы ауасыздандырғышқа беріледі. Ауасыздандырғыштан кейін қоректік су ЖҚҚ тобы арқылы қайтадан қазандыққа беріледі. Бұл цикл жабылады.

Турбинада жоғарғы және төменгі желілік жылытқыштарға екі реттелетін бу шығаратын қондырғы бар. Кері желілік су желілік сорғымен төменгі және жоғарғы желілік жылытқыштар арқылы тікелей желіге жеткізіледі.



1 сурет - Т-110/120 турбоқондырғысының принципті жылу сұлбасы – 130

1.3.2 Н-s диаграммада турбинада бу кеңейту процесін құру

Өткір будың берілген параметрлері, конденсатордағы қысым, турбина бөліктерінің ішкі ПӘКі реттелмейтін бу таңдау қысымы негізінде h-s диаграммасындағы турбинадағы будың кеңейту процесі құрылады.

Бастапқы бу параметрлері $P_0 = 12,75 \text{ МПа}$; $t_0 = 545 \text{ }^\circ\text{C}$;

«0» нүктесін табамыз $h_0 = 3456 \text{ кДж/кг}$;

Реттеуші клапандардағы дросселдеуді 8%-деп қабылдаймыз:

$$P'_0 = 0,92 \cdot P_0 = 0,92 \cdot 12,75 = 11,73 \text{ МПа};$$

"0" нүктесінен түзу сызық түсіреміз (сур.2) до $P_1 = 2,94 \text{ МПа}$, $h_{1a} = 3040 \text{ кДж/кг}$;

1,6,7 және К нүктелеріндегі будың энтальпиялары сәйкесінше анықталады:

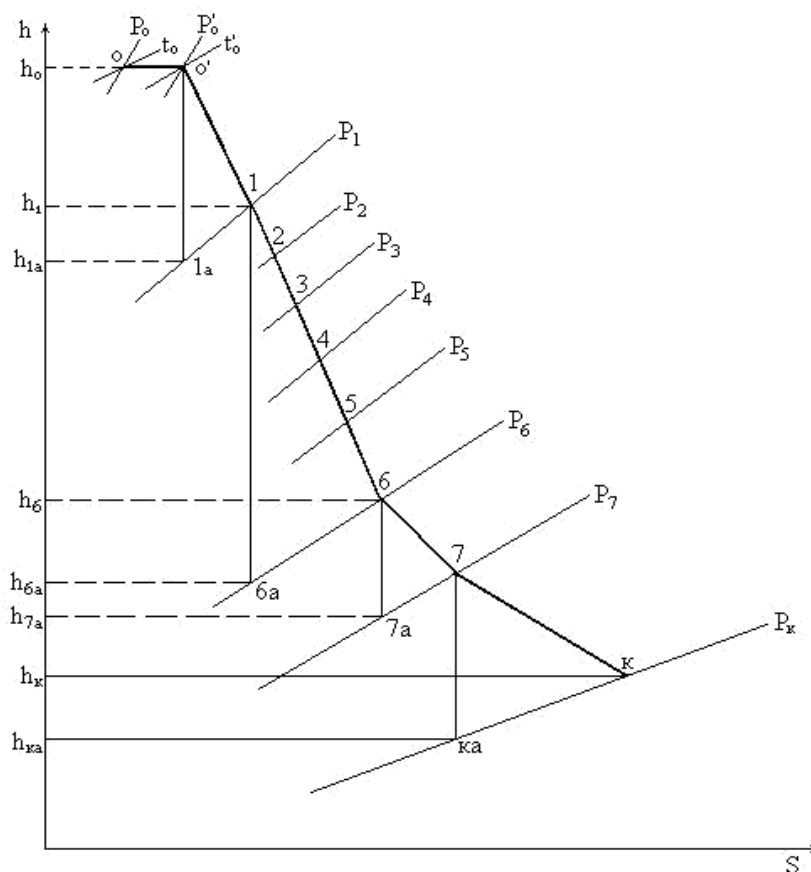
$$h_1 = h_0 - \eta_1 \cdot (h_0 - h_{1a}) = 3456 - (3456 - 3040) \cdot 0,75 = 3144 \text{ кДж/кг};$$

$$h_6 = h_1 - \eta_2 \cdot (h_1 - h_{6a}) = 3144 - (3144 - 2556) \cdot 0,8 = 2674 \text{ кДж/кг};$$

$$h_7 = h_6 - \eta_3 \cdot (h_6 - h_{7a}) = 2674 - (2674 - 2562) \cdot 0,7 = 2596 \text{ кДж/кг};$$

$$h_K = h_7 - \eta_4 \cdot (h_7 - h_{Ka}) = 2596 - (2596 - 2334) \cdot 0,29 = 2520 \text{ кДж/кг};$$

Қалған нүктелердегі будың энтальпиясы изобаралардың турбинадағы будың кеңейту процесінің сызығымен қиылысында анықталады: $h_2 = 3070 \text{ кДж/кг}$; $h_3 = 2940 \text{ кДж/кг}$; $h_4 = 2850 \text{ кДж/кг}$; $h_5 = 2750 \text{ кДж/кг}$;



2 сурет - Н-s диаграммада турбинада бу кеңейту процесі

1.3.3 Бу мен су параметрлерінің кестесін жасау

Н-S диаграммасындағы турбинадағы бұды кеңейту процесінен бұдың қысымы мен энтальпиясының мәндерін 1-кестеге енгіземіз.

Жылытқыштың артындағы судың температурасы:

$$t_{вi} = t_{нi} - \delta t ;$$

мұндағы судың қызуы δt ЖҚЖ 3°C , ТҚЖ 5°C .

ОК салқындатқыштан конденсаттың температурасы (тек ЖҚЖ үшін):

$$t_{ок} = t_{нi} - \Delta t_{ок} ; \quad \text{где } \Delta t = 8^\circ\text{C}.$$

ЖҚЖ және ТҚЖ бу қысымы бу құбырларындағы ысыраптардың 8% - ын ескере отырып қабылданады.

Қысымды жоғалтуды ескере отырып, қыздырғыштардан кейінгі су қысымы:

- ЖҚЖ $0,25\text{МПа}$

- ТҚЖ $0,10\text{МПа}$

Қоректік сорғы тудыратын қысым $P_{кc} = 17,5 \text{ МПа},$

Конденсат сорғысы $P_{кc} = 2,0 \text{ МПа}.$

ҚСдан кейінгі қоректік су энтальпиясы

$$h_{\text{пн}} = h'_{\text{д}} + [(P_{\text{пн}} - P_{\text{вс}}) \cdot v_{\text{ср}}] / \eta_{\text{н}} = 670,4 + [(17,5 - 0,8) \cdot 0,001095] / 0,82 = 692,7 \text{ кДж/кг};$$

Мұндағы сорғының ПӘКі $\eta_{\text{н}} = 0,82$;

Қоректік сорғыдағы судың орташа меншікті көлемі:

$$v_{\text{ср}} = (v_{\text{пн}} + v_{\text{вс}}) / 2 = (0,00109 + 0,0011) / 2 = 0,001095 \text{ м}^3/\text{кг};$$

1.3.4 Жылу схемасын есептеу

1) турбинаға бу шығынын алдын ала бағалау

$$D_0 = 1,17 \cdot [N / (H \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}}) + y_6 \cdot D_{\text{спв}} + y_7 \cdot D_{\text{спн}}] =$$

$$= 1,17 \cdot [110 \cdot 10^3 / (935 \cdot 0,98 \cdot 0,98) + 0,128 \cdot 56,33 + 0,041 \cdot 47,13] = 144,5 \text{ кг/с};$$

мұндағы номиналды қуат $N = 110 \cdot 10^3 \text{ кВт}$, толық жылу құлауы $H = 935 \text{ кДж/кг}$;

Буды жылытуға арналған шығындар:

$$D_{\text{спв}} = [G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{спв}} - t_{\text{спн}}) \cdot C_p / (h_6 - h'_6) \cdot \eta_{\text{п}}] =$$

$$= [1035 \cdot (108 - 80) \cdot 4,19 / (2674 - 475) \cdot 0,98] = 56,33 \text{ кг/с}; \text{ мұндағы желілік су}$$

шығыны $G_{\text{св}} = 1035 \text{ кг/с}$;

$$G_{\text{св}} = Q_T / c_{\text{в}} (t_{\text{спв}} - t_{\text{ом}}) = 200 \cdot 10^3 / 4,19 \cdot (108 - 60) = 1035 \text{ кг/с};$$

Желілік жылытқыштарға дейінгі және кейінгі су температурасы $t_{\text{спв}} = 108 \text{ }^\circ\text{C}$;

$$t_{\text{спн}} = 80 \text{ }^\circ\text{C}; t_{\text{ом}} = 60 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$D_{\text{спн}} = [G_{\text{св}} \cdot (t_{\text{спн}} - t_{\text{вп}}) \cdot C_p - D_{\text{спв}} \cdot (h'_6 - h'_7) \cdot \eta_{\text{п}}] / (h_7 - h'_7) \cdot \eta_{\text{п}} =$$

$$= [1035 \cdot (80 - 60) \cdot 4,19 - 56,33 \cdot (475 - 391) \cdot 0,98] / (2596 - 391) \cdot 0,98 = 47,13 \text{ кг/с};$$

2) қазандықтардың қажетті бу өнімділігі

$$D_{\text{ка}} = (1 + \alpha_{\text{ут}}) \cdot D_0 = (1 + 0,02) \cdot 144,5 = 147,4 \text{ кг/с};$$

мұндағы $\alpha_{\text{ут}} = 0,02$; будың ағуы $D_{\text{ут}} = \alpha_{\text{ут}} \cdot D_0 = 0,02 \cdot 144,5 = 2,9 \text{ кг/с}$;

3) қоректік су шығыны

$$D_{\text{пв}} = (1 + \alpha_{\text{пр}}) \cdot D_{\text{ка}} = (1 + 0,012) \cdot 147,4 = 149,2 \text{ кг/с};$$

Мұндағы үрлеу үлесі $\alpha_{\text{пр}} = 0,012$; $D_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} \cdot D_{\text{ка}} = 0,012 \cdot 147,4 = 1,8 \text{ кг/с}$;

4) үздіксіз үрлеу кеңейткішін есептеу

Таблица параметров пара и воды

Таблица 1

№ п/п	Параметры	Обозн.	Характерные точки										
			0	1	2	3	Д	4	5	6	7	К	
1	Давление пара в отборе, МПа	P_1	12,75	2,94	1,86	0,93	0,93	0,54	0,29	0,1728	0,0626	0,018	
2	То же в подогревателе, МПа	$P_{нд}$	12,75	2,72	1,71	0,855	0,6	0,497	0,267	0,16	0,058	0,018	
3	Энтальпия пара, кДж/кг	h_1	3456	3144	3070	2940	2940	2850	2750	2674	2596	2520	
4	Температура насыщения, град	$t_{нд}$		228	204	177	159	151	129	113	85	57	
5	Энтальпия насыщения, кДж/кг	$h_{нд}$		982	871,8	748	670,4	640	545	475	415	242	
6	Температура воды после подогревателя, град	$t_{в1}$		225	201	174	159	146	124	108	80	57	
7	Давление воды после подогревателя, МПа	$P_{в1}$		17	17,25	17,5	0,6	1,7	1,8	1,9	2		
8	Энтальпия воды после подогревателя, кДж/кг	$h_{в1}$		972	868	752	670,4	619	524	454	391	242	
9	Температура конденсата за ОК, град	$t_{ок}$		220	196	168	-						
10	Энтальпия конденсата за ОК, кДж/кг	$h_{ок}$		924	823	705	-						
11	Темпероппад, кДж/кг	H_1		311	385	515	515	605	705	781	859	935	
12	К коэффициент недовыработки	Y_1		0,6529	0,570	0,425	0,425	0,325	0,213	0,128	0,04129	-	

РНЖ жылулық және материалдық балансының теңдеулері:

$$D_{\text{пр}} \cdot h_{\text{кв}} \cdot \eta_{\text{рнп}} = D_{\text{рнп}} \cdot h''_{\text{р}} + D_{\text{пр}} \cdot h'_{\text{пр}};$$

$$D_{\text{пр}} = D_{\text{рнп}} + D_{\text{пр}};$$

РНЖ-да бу шығыны:

$$D_{\text{рнж}} = D_{\text{пр}} \cdot [(h_{\text{кв}} \cdot \eta_{\text{рнж}} - h'_{\text{пр}}) / (h''_{\text{р}} - h'_{\text{пр}})] =$$

$$= 1,8 \cdot [(1620 \cdot 0,98 - 697,1) / (2763 - 697,1)] = 0,8 \text{ кг/с};$$

мұнда РНЖ-да бу мен судың параметрлері: $P_{\text{рнп}} = 0,7 \text{ МПа}$; $h'_{\text{пр}} = 697,1 \text{ кДж/кг}$;

$$h''_{\text{р}} = 2763 \text{ кДж/кг};$$

$$P_{\text{б}} = 15,2 \text{ МПа}, h_{\text{кв}} = 1620 \text{ кДж/кг кезінде}$$

$$D'_{\text{пр}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{рнп}} = 1,8 - 0,8 = 1,0 \text{ кг/с};$$

Үрлеу салқындатқышының жылулық баланс теңдеуі:

$$D'_{\text{пр}} \cdot (h'_{\text{пр}} - h_{\text{сл}}) \cdot \eta_{\text{оп}} = G_{\text{хв}} \cdot (h_{\text{оп}} - h_{\text{хв}}); \text{ где } G_{\text{хв}} = D'_{\text{пр}} + D_{\text{ут}} = 1,0 + 2,9 = 3,9$$

$$\text{кг/с};$$

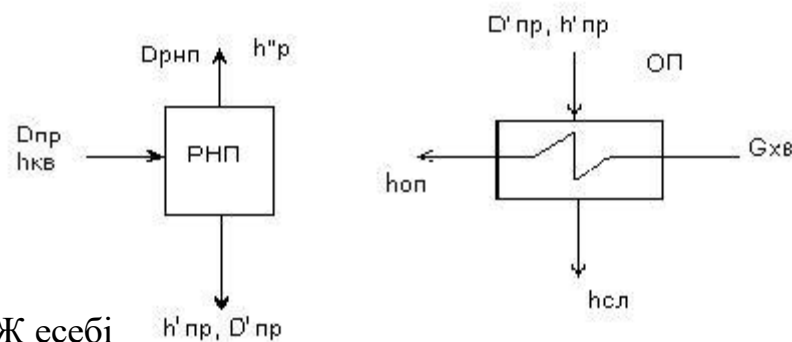
Су энтальпиясы: $h_{\text{сл}} = C_p \cdot t_{\text{сл}} = 4,19 \cdot 60 = 251,4 \text{ кДж/кг}$; $h_{\text{хв}} = C_p \cdot t_{\text{хв}} = 4,19 \cdot 5 = 21 \text{ кДж/кг}$;

Үрлеу салқындатқышынан кейінгі су энтальпиясы:

$$h_{\text{оп}} = [D'_{\text{пр}} \cdot (h'_{\text{пр}} - h_{\text{сл}}) \cdot \eta_{\text{оп}} + G_{\text{хв}} \cdot h_{\text{хв}}] / G_{\text{хв}} =$$

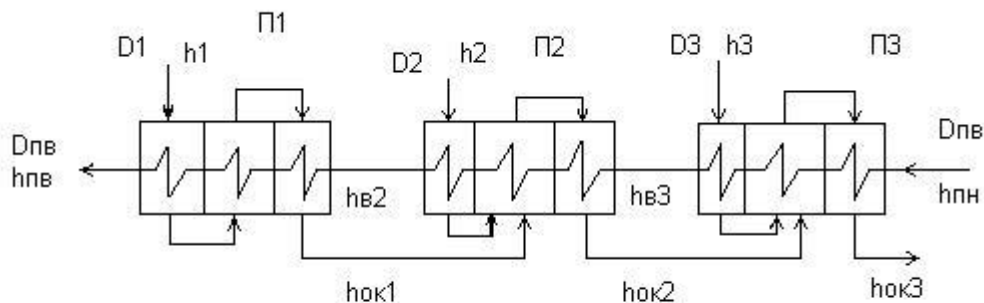
$$= [1,0 \cdot (697,1 - 251,4) \cdot 0,98 + 3,9 \cdot 21] / 3,9 = 134,8 \text{ кДж/кг}$$

РНЖ және үрлеу салқындатқышының (ҮС) схемалары суретте көрсетілген.



5) ЖҚЖ есебі

ЖҚЖ есептелген схемасын ұсынамыз



Расчётная схема группы ПВД

Біз P1, P2, P3 жылытқыштарының жылулық балансының теңдеулерін құрамыз және турбина таңдауынан осы жылытқыштарға бу шығынын анықтаймыз.

$$\text{П1: } D_1 \cdot (h_1 - h_{\text{ок1}}) = D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}} - h_{\text{в2}}) \cdot k ;$$

$$D_1 = D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пв}} - h_{\text{в2}}) \cdot k / (h_1 - h_{\text{ок1}}) = 149,2 \cdot (972 - 868) \cdot 1,02 / (3144 - 924) = 7,13 \text{ кг/с;}$$

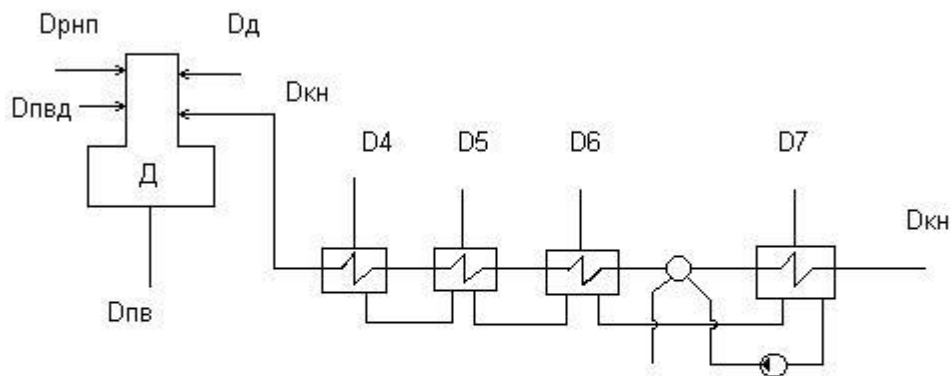
$$\text{где } k = 1/\eta_{\text{П}} = 1/0,98 = 1,02;$$

$$\begin{aligned} \text{П2: } D_2 \cdot (h_2 - h_{\text{ок2}}) + D_1 \cdot (h_{\text{ок1}} - h_{\text{ок2}}) &= D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{в2}} - h_{\text{в3}}) \cdot k ; D_2 = [D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{в2}} - h_{\text{в3}}) \cdot k - \\ &D_1 \cdot (h_{\text{ок1}} - h_{\text{ок2}})] / (h_2 - h_{\text{ок2}}) = \\ &= [149,2 \cdot (868 - 752) \cdot 1,02 - 7,13 \cdot (924 - 823)] / (3070 - 823) = 7,5 \\ &\text{кг/с;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{П3: } D_3 \cdot (h_3 - h_{\text{ок3}}) + (D_1 + D_2) \cdot (h_{\text{ок2}} - h_{\text{ок3}}) &= D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{в3}} - h_{\text{пн}}) \cdot k ; D_3 = [D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{в3}} - \\ &h_{\text{пн}}) \cdot k - (D_1 + D_2) \cdot (h_{\text{ок2}} - h_{\text{ок3}})] / (h_3 - h_{\text{ок3}}) = \\ &= [149,2 \cdot (752 - 692,7) \cdot 1,02 - (7,13 + 7,5) \cdot (823 - 705)] / (2900 - 705) = 3,26 \text{ кг/с;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{есептеу деректері бойынша П.5 бізде } h_{\text{пн}} &= 692,7 \text{ кДж/кг; } D_{\text{пвд}} = D_1 + D_2 + D_3 \\ &= 7,13 + 7,5 + 3,26 = 17,9 \text{ кг/с;} \end{aligned}$$

б) ТҚЖ тобы мен деаэратор есебі
ТҚЖ тобы мен деаэратор есебінің сұлбасы



Расчётная схема деаэратора и группы ПНД

Составляем уравнения теплового и материального баланса и определяем расходы пара на деаэратор и ПНД.

$$\text{Деаэратор: } D_{\text{кн}} + D_{\text{рнп}} + D_{\text{пвд}} + D_{\text{д}} = D_{\text{пв}};$$

$$D_{\text{кн}} \cdot h_{\text{в4}} + D_{\text{рнп}} \cdot h''_{\text{р}} \cdot \eta_{\text{д}} + D_{\text{пвд}} \cdot h_{\text{ок3}} + D_{\text{д}} \cdot h_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{д}} = D_{\text{пв}} \cdot h'_{\text{д}};$$

$$D_{\text{д}} = [D_{\text{пв}} \cdot (h'_{\text{д}} - h_{\text{в4}}) - D_{\text{рнп}} \cdot (h''_{\text{р}} \cdot \eta_{\text{д}} - h_{\text{в4}}) - D_{\text{пвд}} \cdot (h_{\text{ок3}} - h_{\text{в4}})] / (h_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{д}} - h_{\text{в4}}) =$$

$$= [149,2 \cdot (670,4 - 619) - 0,8 \cdot (2763 \cdot 0,98 - 619) - 17,9 \cdot (705 - 619)] / (2940 \cdot 0,98 - 619) = 2,0 \text{ кг/с};$$

$$D_{\text{кн}} = D_{\text{пв}} - (D_{\text{рнп}} + D_{\text{пвд}} + D_{\text{д}}) = 149,2 - (0,8 + 17,9 + 2,0) = 128,5 \text{ кг/с}; \text{ П4:}$$

$$D_4 \cdot (h_4 - h'_4) = D_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в4}} - h_{\text{в5}}) \cdot k ;$$

$$D_4 = [D_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в4}} - h_{\text{в5}}) \cdot k] / (h_4 - h'_4) = [128,5 \cdot (619 - 524) \cdot 1,02] / (2850 - 640) = 5,6 \text{ кг/с};$$

$$\text{П5: } D_5 \cdot (h_5 - h'_5) + D_4 \cdot (h'_4 - h'_5) = D_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в5}} - h_{\text{в6}}) \cdot k ; D_5 = [D_{\text{кн}} \cdot (h_{\text{в5}} - h_{\text{в6}}) \cdot k - D_4 \cdot (h'_4 - h'_5)] / (h_5 - h'_5) =$$

$$= [128,5 \cdot (524 - 454) \cdot 1,02 - 5,6 \cdot (640 - 545)] / (2750 - 545) = 4,4 \text{ кг/с};$$

П6, СМ, П7 үшін жылулық балансының теңдеулері:

$$\text{П6: } D_6 \cdot (h_6 - h'_6) + (D_4 + D_5) \cdot (h'_5 - h'_6) = D_{\text{КН}} \cdot (h_{\text{В6}} - h_{\text{СМ}}) \cdot k ;$$

$$\text{СМ: } D_{\text{КН}} \cdot h_{\text{СМ}} = (D_{\text{СПН}} + D_{\text{СПВ}}) \cdot h'_7 + (D_4 + D_5 + D_6 + D_7) \cdot h'_7 + D'_{\text{КН}} \cdot h_{\text{В7}} ; D_{\text{КН}} = (D_{\text{СПН}} + D_{\text{СПВ}}) + (D_4 + D_5 + D_6 + D_7) + D'_{\text{КН}} ;$$

$$\text{П7: } D_7 \cdot (h_7 - h'_7) + (D_4 + D_5 + D_6) \cdot (h'_6 - h'_7) = D'_{\text{КН}} \cdot (h_{\text{В7}} - h_{\text{ВК}}) \cdot k ;$$

Осы теңдеулерді бірге шешеміз:

$$D_6 \cdot (2674 - 475) + (5,6 + 4,4) \cdot (545 - 475) = 128,5 \cdot (454 - h_{\text{СМ}}) \cdot 1,02; 128,5 \cdot h_{\text{СМ}} = (56,33 + 47,13) \cdot 415 + (5,6 + 4,4 + D_6 + D_7) \cdot 415 + D'_{\text{КН}} \cdot 391;$$

$$128,5 = (56,33 + 47,13) + (5,6 + 4,4 + D_6 + D_7) + D'_{\text{КН}} ;$$

$$D_7 \cdot (2596 - 415) + (5,6 + 4,4 + D_6) \cdot (475 - 415) = D'_{\text{КН}} \cdot (391 - 242) \cdot 1,02;$$

Бу шығынын анықтаймыз:

$$D_6 = 0,51 \text{ кг/с}; D_7 = 1,06 \text{ кг/с}; D'_{\text{КН}} = 13,4 \text{ кг/с};$$

$$h_{\text{СМ}} = 440 \text{ кДж/кг};$$

7) Энергетикалық баланс

Іріктеудегі бу шығыстарын айқындаудың дұрыстығын тексеру:

$$N_i = D_i \cdot (h_0 - h_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_T = D_i \cdot H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_T ;$$

$$N_1 = 7,13 \cdot 311 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 2128 \text{ кВт};$$

$$N_2 = 7,5 \cdot 385 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 2843 \text{ кВт};$$

$$N_3 = (3,26 + 2,0) \cdot 515 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 2659 \text{ кВт};$$

$$N_4 = 5,6 \cdot 605 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 3337 \text{ кВт};$$

$$N_5 = 4,4 \cdot 705 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 3041 \text{ кВт};$$

$$N_6 = (0,51 + 56,33) \cdot 781 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 43508 \text{ кВт};$$

$$N_7 = (1,06 + 47,13) \cdot 859 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 40566 \text{ кВт};$$

$$N_K = 13,4 \cdot 952 \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 12275 \text{ кВт};$$

$$\sum N_i = 110357 \text{ кВт};$$

$$\Delta N = [(110357 - 110000) / 110000] \cdot 100\% = 0,32\% < 0,5\% ;$$

8) Турбоқондырғының техникалық-экономикалық көрсеткіштері
Турбоқондырғының жылу шығыны

$$Q_{\text{Ты}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}}) = 144,5 \cdot (3456 - 972) = 358944,5 \text{ кВт};$$

Электр энергиясын өніруге жұмсалатын жылу шығыны

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{т}} = 358944,5 - 200000 = 158944,5 \text{ кВт};$$

Мұнда жылуға жұмсалатын жылу шығыны

$$Q_{\text{т}} = Q''' = 200 \text{ МВт} = 200000 \text{ кВт};$$

Электр энергиясын өндіру бойынша турбоқондырғының ПӘК-і

$$\eta_{\text{ту}} = N / Q_{\text{э}} = 110000 / 158944,5 = 0,694 ;$$

Жылу энергиясын жіберу бойынша ЖЭО ПӘК-і

$$\eta_{\text{т}} = \eta_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ка}} = 0,98 \cdot 0,98 \cdot 0,90 = 0,8644;$$

Электр энергиясын өндіру бойынша турбоқондырғының абсолюттік ПӘК-і

$$\eta_{\text{э}} = \eta_{\text{ту}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ка}} = 0,694 \cdot 0,98 \cdot 0,90 = 0,61;$$

Электр энергиясын өндіру бойынша шартты отынның үлестік шығыны

$$b_{\text{э}} = 0,123 / \eta_{\text{э}} = 0,123 / 0,61 = 0,202 \text{ кг ут/кВтч};$$

Жылу жіберу бойынша шартты отынның үлестік шығыны

$$b_{\text{т}} = 143 / \eta_{\text{т}} = 143 / 0,8644 = 165,5 \text{ кг ут/Гкал} = 39,48 \text{ кг ут/ ГДж};$$

Электр энергиясының жылдық шығыны

$$Э_{\text{Г}} = N_{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{у}} = 110000 \cdot 6000 = 660 \cdot 10^6 \text{ кВтч/жыл};$$

где $\tau_{\text{у}} = 6000$ сағ/жыл – белгіленген қуатты пайдалану сағаттарының саны

Жылдық жылу беру $Q_{\text{т}}^{\text{Г}} = Q_{\text{т}} \cdot \tau_{\text{у}} = 200 \cdot 6000 = 1200 \text{ ГДж/жыл};$

1.4 Қосалқы жабдықты таңдау

1.4.1 Станцияның жылу сұлбасының қосалқы жабдықтарын таңдау

T-110/120-130 турбинасымен жиынтықта жеткізілетін жабдық

Жоғары қысымды регенеративті жылытқыштар (ЖҚЖ)

Типі	Беті , м ²	Су шығыны , т/ч	Қысым, МПа
ПВ-425- 1230-35	425	500	18,5
ПВ-425- 2230-23	425	500	18,5
ПВ-425- 3230-13	425	500	18,5

Төменгі қысымды регенеративті жылытқыштар (ТҚЖ)

Типі	Беті , м ²	Су шығыны , т/ч	Қысым, МПа
ПН-250- 426-8	425	480	1,6
ПН-250- 526-8	425	480	1,6
ПН-250- 626-7	425	480	1,6
ПН-250- 726-7	425	480	1,6

ПН-100-16-7-II типті сальникті бу салқындатқышы,
беті $H = 100 \text{ м}^2$, су шығыны $D_B = 470 \text{ т/сағ}$;

КГ2-6200-2 турбинының конденсаторы

- беті $H = 6200 \text{ м}^2$;
- салқындатқыш су шығыны $G_B = 16000 \text{ м}^3/\text{сағ}$;
- бу кеңістігіндегі қысым $P_K = 0,0035 \text{ МПа}$.

Конденсаттық сорғы

- КСВ-500-150 типті, беру $Q_B = 500 \text{ т/сағ}$; арын $H = 150 \text{ м}$; (3 сорғы).

Эжекторлар

- ЭП-3-2 типті негізгі бу ағынды (2 дана);
- ЭП-1-1100-1 типті іске қосу;
- эжектор сору тығыздағыштар ХЭ-90-550

Үздіксіз үрлеу сепараторларын таңдау

Қазандықтардың үрлеу шамасы олардың бу өнімділігінің 1% - ын құрайды

$$D_{\text{пр}} = 0,01 \cdot D_{\text{ку}} = 0,01 \cdot 420 = 4,2 \text{ т/ч},$$

Үрлеу параметрлері:

$P_6 = 15,8$ МПа, $h_{\text{прод}} = 1620$ кДж/кг кезіндегі үрлеу суының энтальпиясы
энтальпия отсепарированного пара при $P_{\text{рпп}} = 0,7$ МПа, $h_{\text{сеп}} = 2693$
кДж/кг,

$P_{\text{рпп}} = 0,7$ МПа, $ГВт\ сп = 467,2$ кДж/кг кезінде РНЖ-дан алынған судың
энтальпиясы,

РНЖ-да бөлінген будың саны

$$D_{\text{сеп}} = D_{\text{пр}}(h_{\text{прод}} \cdot \eta_{\text{сеп}} - h_{\text{в сеп}}) / (h_{\text{сеп}} - h_{\text{в сеп}}),$$
$$= 4,2 \cdot (1620 \cdot 0,98 - 467,2) / (2693 - 467,2) = 2,1 \text{ т/ч}$$

РНЖ-да түзілетін будың көлемі

$$v_{\text{рпп}} = v'' \cdot D_{\text{сеп}} = 0,2727 \cdot 2100 = 580 \text{ м}^3/\text{сағ}$$

мұнда $P_{\text{рпп}} = 0,7$ МПа кезінде құрғақ будың меншікті көлемі $v'' = 0,2727 \text{ м}^3/\text{кг}$

РНЖ қажетті көлемі

$$V_{\text{рпп}} = v_{\text{рпп}} / H = 580 / 1000 = 0,58 \text{ м}^3$$

Мұнда бу көлемінің кернеулік нормасы $H = 1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$

(РНЖ) қондырғысына СП-0,7 типті үздіксіз үрлеу сепараторын таңдаймыз,
бір РНП сыйымдылығы $0,7 \text{ м}^3$, қысым $0,7$ МПа, сыртқы диаметрі $D_{\text{сырт}} = 630$
мм, Таганрог қазандық зауытынан (ТҚЗ) шығарылған.

РНЖ-дағы су көлемі:

$$G_{\text{в сеп}} = D_{\text{пр}} - D_{\text{сеп}} = 4,2 - 2,1 = 2,1 \text{ т/ч},$$

Су үрлеу салқындатқышына түседі.

Расчет и выбор деаэратора

Жоғары қысымды деаэраторлардың өнімділігі қазандықтарға қоректік
судың максималды шығыны бойынша таңдалады.

Көлденең байланысы бар ЖЭО-да деаэраторлар жобалау нормаларына сәйкес
7 минутқа жұмыс қорымен орнатылады [1].

Қоректік судың максималды шығыны

$$D_{\text{пв}} = (1 + \alpha_{\text{сн}}) \cdot n_{\text{ка}} \cdot D_{\text{ка}} = (1 + 0,01) \cdot 1 \cdot 420 = 424 \text{ т/сағ};$$

Барлық деаэраторлы бактардың (БДП) ең аз пайдалы сыйымдылығы

$$V_{\text{БДП}} = \frac{D_{\text{пв}}}{\frac{\rho}{\rho_0}} = 7,0 \cdot \frac{424}{\frac{\rho}{\rho_0}} = 54,4 \text{ м}^3;$$

Мұнда судың меншікті көлемі $v = 1,1 \text{ м}^3/\text{т}$.

Стандарт бойынша ДП-500-65 типті БДП-65 жоғарғы қысымды, 65 м3 пайдалы ыдысты деаэраторлы бағы бар. Деаэратордағы аюсолютті қысым 0,6 МПа.

Қоректік сорғыларды таңдау

[1] нормалар бойынша қоректік сорғыларды беру қоры кемінде 5% қоректік судың максималды шығынымен анықталады.

$$D_{\text{ПН}} = 1,05 \cdot D_{\text{ПВ}} = 1,05 \cdot 420 = 441 \text{ т/сағ};$$

Мұндағы қоректік су шығыны $D_{\text{ПВ}} = 420 \text{ т/сағ}$;

Қоректік сорғылардың берілуін, 18 МПа қысымын және қоректік судың температурасын ескере отырып, 240 оС, стандартқа сәйкес біз электр жетегі бар ПЭ-580-185/200-2 типті төрт қоректік электр сорғысын қондырғыға таңдаймыз.

Желілік орнату жабдықтарын таңдау

Турбиналарды іріктеп алудың берілген жылу қуаты бойынша желілік жылытқыштар таңдалады.

T-110/120-130 турбинасында 200 МВт тең жылу таңдау қуаты бар.

Су өнімділігі

$$G_{\text{СВ}} = 3,6 \cdot Q_{\text{ПТ}} / C_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ПМ}} - t_{\text{ОМ}}) = 3,6 \cdot 200 \cdot 10^3 / 4,19 \cdot (108 - 60) = 3580$$

т/сағ

Тік типтегі екі жылытқышты таңдаңыз: ПСГ-1300-3-8, су өнімділігі 3600 т / сағ.

Негізгі бу құбырлары мен қоректік желілердің мөлшерін таңдау

Бу құбырлары мен қоректік сызықтардың орналасуы сызбаның есептелген жылу 1 суретте көрсетілген.

1) магистральдан турбиналарға өткір будың бу құбырлары

Бу құбырының ішкі диаметрі

$$D_{\text{ВН}} = \sqrt{0,354 \cdot \frac{D}{w \cdot n}} \cdot \sqrt{0,354 \cdot \frac{485}{0,0245 \cdot 60 \cdot 1}} = 0,265 \text{ м};$$

мұндағы $D_{\text{ка}} = 485 \text{ т/сағ}$ – турбинадағы бу шығыны;

$v = 0,0245 \text{ м}^3/\text{кг}$ – будың меншікі көлемі

$w = 60 \text{ м/с}$ – бу құбырындағы қыздырылған будың жылдамдығы;

$n = 1$ – бу құбырлары жіптерінің саны.

Стандартқа сәйкес 12Х1МФ-дан болат құбырды таңдаймыз, $D_{\text{вн}} = 287 \text{ мм}$;

$D \times S = 377 \times 45 \text{ мм}$, ТУ 14-3-460-95.

2) қазандықтағы қоректік желі

Қоректік құбырдың ішкі диаметрі

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{0,354 \frac{D}{w n}} = \sqrt{0,354 \frac{433}{0,0012 \cdot 6}} = 0,175 \text{ м};$$

где $D = 440 \text{ т/ч}$ – қазандағы қоректік судың шығыны;

$v = 0,0012 \text{ м}^3/\text{кг}$ – судың меншікті көлемі; $w = 6 \text{ м/с}$ – құбырлардағы судың жылдамдығы;

$n = 1$ – құбырлардағы жіптер саны

Стандартқа сәйкес 15ГС-дан болат құбырды таңдаймыз, $D_{\text{вн}} = 187 \text{ мм}$; $D \times S = 219 \times 16 \text{ мм}$, ТУ 14-3-460-95.

1.4.2 Қазандық-қосалқы жабдық

1) қазандық қондырғысына отынның сағаттық шығынын анықтау

Жылу есептеу деректері бойынша орнату үшін БКЗ-420-140 типті қазандық таңдалған.

Қазандық агрегаты Екібастұз көмірінде қатты отынмен жұмыс істеуге арналған. Барабанды қазандық, будың жоғары параметрлері бойынша Т-тәрізді жабық орналасу бойынша жасалған, бір корпусы, жабық ғимаратқа орнатылады.

Қазандық қатты қожды кетірумен жасалған.

Қазанның техникалық сипаттамасы

Номиналды бу өндірулігі, т/сағ	420
Өткір будың қысымы, кгс/см ² :	140
Өткір будың температурасы, °С:	555

Температура: қорек судың	230
ұшпа газдардың	130
Кепілдік ПӘК (брутто), %	91
Қазандықтың жалпы өлшемдері, м:	
бағандардың осьтері бойынша ені	11,15
бағандардың осьтері бойынша тереңдік	17,44
Жоғарғы арқалыққа дейінгі биіктік	39,1
Дайындаушы Барнаул қазандық зауыты (БКЗ)	

Отынның қарапайым құрамы – Екібастұз тас көмірі

р	W	р	р	р	р	р	р	г	К _{ло}	Q _н ^p , кДж/кг
	%	%	%	%	%	%	%	%		Г
7,0	7	3,8	0,8	4,3	2,9	0,8	7,0	3,0	1,3	16760
		1		4					5	

Қазанның ПӘК-ін есептеу

Есептеу кері жылу балансы бойынша жүргізіледі:

$$\eta_{ка} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 = 100 - 5,08 - 0 - 1,5 - 0,4 - 0,07 = 92,95 \%$$

мұнда шығатын газдармен жылу шығыны

$$q_2 = (J_{yx} - \alpha_{yx} \cdot J_{xв}^0)(100 - q_4)/Q_p^p = (1085 - 1,28 \cdot 176) \cdot (100 - 1)/16760 =$$

$$R_{пе} = 14 \text{ МПа}, t_{пе} = 555 \text{ кезінде } h_{пе} = 3470 \text{ кДж/кг}$$

$$t_{пв} = 230 \text{ кезінде } ^\circ\text{C}; h_{пв} = 966 \text{ кДж/кг}$$

$$R_{кв} = 15,4 \text{ МПа кезінде } h_{кв} = 1620 \text{ кДж/кг}$$

Бу шығындары: қазандықтан шығу кезінде $D_{пе} = 420 \text{ т/сағ} = 166,67 \text{ кг/с}$,

$$\text{үрлеу кезінде } D_{пр} = p \cdot D_{пе} = 0,015 \cdot 166,67 = 1,75 \text{ кг/с},$$

Отынның есептік шығыны

$$B_p = B \cdot (100 - q_4)/100 = 96,3 \cdot (100 - 1,5)/100 = 94,86 \text{ т/ч}.$$

Тартқыш машиналарды есептеу және таңдау

1) Желдеткіш арқылы ауа шығыны

$$V_{XB} = B_p \cdot V_B^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{ПЛ} + \Delta\alpha_{ВП}) \cdot (t_{XB} + 273) / 273 = \\ = 96,3 \cdot 10^3 \cdot 4,42 \cdot (1,2 - 0,05 - 0,04 + 0,03) \cdot (30 + 273) / 273 = 491200 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

Мұнда отынның есептік шығыны $B_p = 96,3 \cdot 10^3$ кг/сағ.
Орнату үшін екі желдеткішті қабылдаймыз.

Бір желдеткіштің өнімділігі:

$$Q_{вент} = 1,1 \cdot V_{XB} / 2 = 1,1 \cdot 491200 / 2 = 271000 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

Желдеткіш арыны

$$H_B = 1,15 \cdot \Delta H_{П} = 1,15 \cdot 3,2 = 3,68 \text{ кПа}$$

Мұнда арынның жоғалуы

$$\Delta H_{П} = 3,68 \text{ кПа},$$

Орнату үшін ВДН-24-Пу типті екі желдеткішті таңдаймыз

Өнімділігі 275000 м³/сағ

Арын 3,95 кПа

Айналу жиілігі 740 айн/мин

Қуаты 350 кВт

2) Түтін сорғыштарды таңдау

Түтін сорғысы арқылы газ шығыны

$$V_{ДЫМ} = B_p \cdot [V_{Г}^0 + [(\alpha_{УХ} - \Delta\alpha) - 1] \cdot V_B^0] \cdot (t_{УХ} + 273) / 273 = \\ = 96,3 \cdot 10^3 \cdot [4,79 + [(1,28 - 0,1) - 1] \cdot 4,42] \cdot (130 + 273) / 273 = 794000 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

Біз бір қазандыққа екі түтін сорғышты орнатамыз.

Бір түтін сорғыштың өнімділігі:

$$Q_{ДС} = 1,1 \cdot V_{ДЫМ} / 2 = 1,1 \cdot 794000 / 2 = 436000 \text{ м}^3/\text{сағ};$$

Түтін сорғысының арыны

$$H_{ДС} = 1,15 \cdot \Delta H_{С} = 1,15 \cdot 3,5 = 4,0 \text{ кПа}$$

Мұнда жүйедегі арын шығыны $\Delta H_{П} = 4,0$ кПа,

Орнату үшін ДН-26х2-0,62 типті екі түтін сорғысын таңдаймыз
 Өндірулігі 477000 мз/сағ
 Арын 4,52 кПа
 Айналу жиілігі 750 айн/мин
 Қуаты 749 кВт.

1.5 ЖЭО отын шаруашылығы

ЖЭО-2 отын шаруашылығы жобалау нормаларын ескере отырып орындалды. Қазандыққа отын беру екі жіпті таспа жүйесімен жүзеге асырылады. Қоймаға отын беру бір тізбекті жүйемен жүзеге асырылады.

Жанармай беру жолында ұсақ ұсақтағыш балғалар орнатылған. Конвекторларға металбөлгіштер мен металұстағыштар орнатылады. Көмірі бар теміржол вагондарын түсіру үшін өнімділігі 700-900т/сағ роторлық үлгідегі вагон аударғыш қолданылады. Вагон аударғышпен түсірілген көмір қабылдау бункерлеріне түседі. Қабылдау бункерлерінен көмір таспалы қоректендіргіштің көмегімен №1 контейнердің екі жіпке жөнелтіледі және себу торабына дейін тасымалданады. Себу торабында көмір № 2 контейнер жіптерінің біріне төгіледі және ұсақтау корпусына тасымалданады. Ұнтақтау корпусынан көмір соқалы түсіргіштер мен конвейерлердің көмегімен қоймаға жіберіледі немесе желдеткіш тәрізді торлар арқылы ұсатқыштарға, содан кейін ЖЭО-ның бас корпусын қайта салу түйініне тасымалданатын № 3 контейнерлердің жеке жіптеріне жіберіледі.

1) отын қоймасының сыйымдылығы

Қойманың сыйымдылығы қоймадағы отын қорын ескере отырып, 30 тәулікке таңдалады.

$$V = 24 \cdot n_{\text{ка}} \cdot V \cdot t = 24 \cdot 8 \cdot 96,3 \cdot 30 = 554688 \text{ т}$$

Мұндағы ЖЭО қазандықтарының саны $n_{\text{ка}} = 8$; бір қазанға отын шығыны $v = 96,3 \text{ т / сағ}$; қоймадағы отын қоры $t = 30 \text{ тәулік}$.

2) отын қоймасының

Қойма ауданы нетто:

$$H = \frac{554688}{20 \cdot 1,0 \cdot 0,8} = 34668 \text{ м};$$

мұндағы қатарлар пішінінің коэффициенті $k = 0,8$;

көмір қатарының биіктігі $H_M = 20 \text{ м}$;

көмірдің меншікті салмағы $\rho_y = 1,0 \text{ т/м}^3$.

Брутто қоймасының алаңы, яғни жол тораптарын, өту жолдарын және т. б. ескере отырып.

$$F_{бр} = 1,3 F_H = 1,3 \cdot 34668 = 45068 \text{ м}^2$$

1.6 Бас корпусының орналасуы

Жылу электр станциясының бас корпусында отынның жану жылуын электр энергиясына түрлендірудің негізгі технологиялық процесін жүзеге асыратын негізгі және онымен байланысты қосалқы энергетикалық жабдық орналастырылады.

ЖЭС өндірістік қондырғылары мен құрылыстарының ішінде негізгі корпус ерекше, оған ағып келетін және әртүрлі технологиялық ағындар ағып кететін орталық орынға ие. Бас корпусқа жағылатын отын, турбиналардың пайдаланылған буын салқындатуға және басқа да мақсаттарға арналған су және т. б. беріледі.

Басты корпусан турбиналар конденсаторларынан кейін салқындатқыш су, қатты отынды пайдалану кезінде түтін газы, қож және күл шығарылады.

Бас корпусан ЖЭС-қа өндірілген жылу мен электр энергиясы шығарылады. Негізгі корпусының құрамына екі негізгі бөлме (бөлім) кіреді: қазандық және турбина (машина залы), сонымен қатар бункер-деаэратор бөлімі деп аталатын қазандық пен турбиналық бөлімдер арасындағы аралық бөлме, өйткені олар әдетте резервуарлары бар деаэраторларды, жанармай бункерлерін орналастырады.

Электр станциясының бас корпусының орналасуы деп жабдықтар мен құрылыс конструкцияларының, сондай-ақ оның жеке үй-жайларының өзара орналасуы түсініледі.

Негізгі корпусының орналасуын таңдау үлкен техникалық және экономикалық маңызға ие. Бұл ретте технологиялық процестің дәйектілігіне сәйкес бас корпусының жабдықтарын орналастыру қағидаты негізгі болып табылады.

Негізгі корпусының дұрыс және орынды орналасуымен келесі техникалық-экономикалық талаптар сақталуы керек.

1) Технологиялық процесті сенімді, үздіксіз және ыңғайлы жүзеге асыруды қамтамасыз ету.

2) құрылыстың және пайдаланудың үнемділігі. Негізгі корпус құрылысының құны, құрылыс конструкцияларына және әртүрлі технологиялық желілерге материалдарды жұмсау мүмкіндігінше аз болуы керек.

3) бас корпус жабдығын пайдалану, салу және монтаждау ыңғайлылығы, бас корпусы қосымша кеңейту мүмкіндігі.

Электр станциясы персоналының тиісті санитарлық-гигиеналық еңбек жағдайларын, сондай-ақ жылу электр станциясы орналасқан ауданда халықтың өмір сүруін қамтамасыз ету.

Көлемдік-жоспарлау шешімінде АЖЭО-2 бас корпусы тереңдетілген нұсқада орындалған және орнату үшін жобаланған:

Үш ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ ТВФ 120-2-мен, бір Р-50-30/13 ЛМЗ ТВФ 63 – 2УЗ-мен, екі Т – 110/120 – 130 УТМЗ ТВФ 110 – 2ЕУЗ-мен турбоагрегаттар, сондай-ақ БКЗ– 420 – 140 – 7С типті сегіз көмір тозаңы қазандықтары. АТЭО-2 бас корпусы бойлық орналасқан төрт аралық ғимаратты ұсынады:

машина бөлімінің ұзындығы 39 м, "А – Б" қатары, конденсация бөлімінің 12 м кеңейтімі бар "а – А" қатары.

деаэраторлық бөлімше аралығы 12 м, бункерлік бөлімшенің "Б – В" қатарлары аралығы 12 м, қазандық бөлімшесінің "В – Г" қатарлары аралығы 39 м, он екі метрлік жапсарлас құрылысы бар "Г – Д" қатарлары. Жақтау бағандарының бойлық қадамы 6 метрге тең қабылданады.

Машина бөлімі турбогенераторлардың көлденең орналасуымен жасалған және жүк көтергіштігі 50/10 тонна болатын екі көпірлі крандармен жабдықталған.

Машина бөлімінің негізгі белгілері:

конденсациялық бөлімшенің едені минус 12,00 метр
турбогенераторларға қызмет көрсету белгісі 0,00 м.
фермалардың түбі плюс 16,70 м

Машина залының конденсациялық бөлімшесінде турбогенераторлардың фундаменттері, конденсаторлар, қоректік, конденсаттық және дренаждық сорғылар, іске қосу және резервтік электр май сорғылары, конденсаторлардың салқындатқыш су сорғылары, регенеративті және желілік жылытқыштар орналасқан.

Турбиналар мен генераторлар турбогенераторлардың дірілі оларға берілмеуі үшін басқа құрылыс конструкцияларымен (Арал қағидаты бойынша) байланыспаған құрама темірбетон іргетасына орнатылады.

Турбогенераторлардың айналасында қызмет көрсету алаңдары орнатылды, олар машина бөлмесінің қабырғалары бойымен өтетін бойлық жолдармен өзара байланысты.

Турбогенераторларға қызмет көрсету алаңының белгішесі + 0,15 м.

Егер турбинаның алдыңғы орындығынан генераторға, турбинаның оң жағына қараса, регенеративті ТҚЖ, ЖҚЖ қыздырғыштары металл қаңқаға орнатылады. Желілік жылытқыштар құбырлардың ыңғайлы трассасын ескере отырып, орындарға орналастырылған.

Қосалқы жабдыққа қызмет көрсету үшін турбинаға қызмет көрсету алаңдары мен конденсациялық үй-жай едені арасындағы екі деңгейдегі аралық алаңдар көзделген.

Қалташада ("а-А" қатары) СЭ-1250 - 70 шикі су сорғылары мен циркуляциялық сорғылар және олардың құбырлары орналасқан.

Қосалқы жабдықтарды, арматуралар мен құбырларды монтаждауды, қызмет көрсетуді және жөндеуді қамтамасыз ету үшін "қалта" аралығында жүк көтергіштігі 10 т кран-арқалық құрастырылды.

Бункерлік-деаэраторлық бөлімшесі, "Б-В-Г" аралықтары бас корпус қаңқасының қаттылығының негізгі өзегі болып табылады. "В-Б" аралығында орналасқан:

белгіде-8,4 м РУСН-10 және 0,4 кВт

белгіде-4,00 м кабельді жартылай қабаттар РУСН,

белгіде-12,00 м кабельді жартылай қабаттар ГЩУ және ГрЩУ.

0,15 м белгісінде бас басқару қалқаны аккумуляторлы, топтық басқару қалқандары.

+6,10 м белгісінде жоғары қысымды (қоректік су және өткір бу), РОУ жалпы станциялық құбырлар орналасқан. Алаң жүк көтергіштігі 5 т аспалы кран-арқалықтармен жабдықталған

+ 10,00 м белгісінде ПДУ төмен қысымды құбырлары және жылыту қондырғысының деаэраторлары орналасқан.

+ 20,10 м белгісінде жартылай ашық орындауда 6 және 1,2 ата деаэраторлары орнатылған. Оларды жөндеу және қызмет көрсетуді қамтамасыз ету үшін жүк көтергіштігі 10 тонна болатын 2 кран-арқалықтар орнатылды .

"В-Г" аралығында шикі көмір бункерлері орналасқан.

- 12,00 м белгісінде ММТ-2000/2590/730 балғалы диірмендері және ДВГДН - 15 с диірмен желдеткіштері орнатылған $\square = 900$

0,15 м белгісінде шикі көмір қоректендіргіштері

+12,50 м белгісінде шикі көмір бункерлерін тиетін таспалы конвейерлер бар.

Қазандық бөлімшесінен бункерлік-деаэраторлық бөлімше "В" қатары бойынша тұтас қабырғамен (0,00 + 10,00 м белгісі), +10,00 м белгісіндегі жабынмен және "Г" қатары бойынша тұтас қабырғамен (+10,00 +20,00 м белгісі) бөлінген.

Қазандық цехында БКЗ– 420 – 140 – 7с қазандары орналасқан – 12,00 - ден +20,40 м – ге дейін, 12,00 м белгісінде (күл бөлмесі) гидрокүлді жою жабдығы (ГКЖ) және ДН - 26- ГМ үрлейтін желдеткіштер, сондай-ақ багерлік сорғылары бар. Қазандықтар өз жақтауларына орнатылған. Жөндеу жұмыстарын жүргізу үшін жүк көтергіштігі 10 тонна кран арқалықтары қолданылады, олар қазандық цехының шатыр фермаларына ілінеді.

ДН – 26*2 - 0,65 түтін сорғыштары негізгі корпусының сыртында, "Е" қатарының артында ашық орнатылған. Бас корпусының тұрақты және уақытша ұштары мен 24-25 осьтерінде автомобиль кіреберістері бар монтаждау-жөндеу алаңдары қарастырылған.

1.7 ЖЭО бас жоспары

Электр станциясының бас жоспары ЖЭС-тің негізгі өндірістік алаңында оның негізгі және қосалқы құрылыстарын орналастыру жоспарын білдіреді. Бас жоспар ЖЭС ситуациялық жоспарының маңызды құрамдас бөлігі болып табылады, оның ішінде өндірістік алаңнан басқа, су көзі мен сумен жабдықтау жүйесі, тұрғын үй кенті, күл-қож үйінділері, іргелес теміржолдар мен автожолдар, электр беру желілерінің, электр кабельдері мен жылу құбырларының сымдары, отын қоймасы, шлак-тұз құбырлары. ЖЭС бас жоспарына өндірістік және қосалқы ғимараттар, құрылыстар мен құрылғылар кіреді.

Негізгі аумақтың жанындағы электр станциясының бас жоспарында құрылыс-монтаждау полигоны үшін орын көзделеді. Бас жоспардағы ғимараттар, құрылыстар мен қондырғылар арасында қажетті өрт аралықтары мен өту жолдары көзделеді.

АЖЭО-2 бас жоспарының макеті максималды шарттан жасалған

АЖЭО-2 бас жоспарын құрастыру ЖЭО құрылыстарымен ауыл шаруашылығы жерлерін иеленуді барынша қысқарту жағдайынан, сондай-ақ топырақтың шөгуін ескере отырып әзірленді. Осы мақсатта ғимараттардың техникалық өзара байланысын, топографиялық және ситуациялық жағдайларын, ЖЭО-ны одан әрі кеңейту мүмкіндігін, сондай-ақ санитарлық және өртке қарсы шараларды сақтауды ескере отырып, оларды барынша бұғаттау қолданылды.

Бас ғимарат ЖВК-1-мен бұғатталған, алаңның орталық бөлігінде орналасқан және тұрақты ұшы оңтүстікке, қала жағына бағытталған. Қазандық бөлімі күл үйіндісіне бағытталған.

Вагон аударғышы бар және барлық құрылғылары бар ЖЭО теміржол станциясы қазандық бөлімшесі жағынан ЖЭО алаңы қоршауынан тыс орналасқан, бұл одан әрі теміржол шаруашылығын теміржолдың қарамағына беруге мүмкіндік береді.

ЖВК-2 және май шаруашылығы алаңның оңтүстік-батыс бөлігінде темір жолдар мен автомобиль жолдарын ыңғайлы жеткізу есебінен орналастырылады.

Ацителенді-оттегі қоймасы, карбид қоймасы, көмірсутек және көмір қышқылы ерітінділері ЖВК-1 және ЖВК-2 арасында орналасады. Бас корпусының шығыс жағында тікелей А қатарының жанында күштік трансформаторлар орналасқан.

Желдету градирнялары, ОРУ-110 және резервтік ОРУ-220 кВ алаңның шығыс бөлігінде орналастырылады.

Әкімшілік-қызметтік ғимарат, өту орны, асхана, медпункт және т.б. тікелей АЖЭО-2 алаңына кіре берісте орналастырылады.

2 Арнайы сұрақ. "Алматы ЖЭО-2 жылу желісін қоректендіру деаэрациялық қондырғысының жылу сұлбасын қайта жаңарту"

2.1 Қоректендіру қондырғысының сипаттамасы

Алматы ЖЭО-2 жылу схемасының ерекшелігі - жылу желісінің қоректендіруші суы бір мезгілде желілік су болып табылады. Сондықтан жылу желісінің химиялық тазартылған суы деаэрациядан өтіп, негізгі желілік жылытқыштарға түседі, ең жоғары желілік жылытқыштар содан кейін қалаға жіберіледі. Бірінші кезекте ДВ-800 типті 5 вакуумдық ауасыздандырғыш орнатылған, олар әрқайсысының өнімділігі 1200 т/сағ., сыйымдылығы 3000 м³ екі аккумуляторлық бак, жылу желісін қоректендірудің бес сорғысы қайта жаңартылған ст. № 1-3, содан кейін 1 сатылы желілік сорғылар ПБ ст. №1-4 желілік жылытқыштарына беріледі, содан кейін 2 сатылы желілік сорғылар қалаға жеткізіледі.

Екінші кезекте әрбір ауасыздандырғышқа 15 м³ аралық шағын бактары бар ДВ-800 вакуумдық ауасыздандырғыш, жылу желісін қоректендірудің алты сорғысы орнатылған. Қоректендіру сорғыларымен айдалатын ауасыздандырылған су ст. № 5-6 турбиналардың негізгі желілік жылытқыштарына, содан кейін ст. № 5-8 желілік сорғылармен ст. № 5-8 желілік жылытқыштарына беріледі және олардан кейін реттеуіштер арқылы қалаға du 1000 мм құбыр желісіне және қалаға бірінші кезектен желілік су берудің du 800 мм құбырына беріледі.

* Қоректендіру сорғыларының қысымды желілері бойынша-диаметрі du 500 мм бір құбыр желісі.

* Негізгі желілік сорғылардан кейін желілік сорғылардың сору желілері бойынша жылытқыштар – диаметрі du -600 мм бір құбыр

Схеманың сипаттамасынан көріп отырғанымыздай, бірінші кезекте берілген артық химиялық су аккумуляторлық бактарды толтыруға кетуі мүмкін.

Жылу желісіне қоректік судың берілу мөлшерін реттеуді НПТС 1-5 қысым коллекторларындағы реттегіштер жүзеге асырады. Бұдан басқа, артық су СН 1-4 бірінші сатысындағы НПТС желілік сорғылардың арынды коллекторынан ағызылуы мүмкін. Бұл сипаттамадан реттеу схемасын басқаруға болатындығын көруге болады.

Екінші кезекте деаэрацияға түсетін барлық химиялық су жылу желісіне берілуі тиіс, өйткені аралық бактың сыйымдылығы деаэратордың толық өнімділігімен небәрі 45 секундта толтырылған. НПТС 6-11 қысымындағы реттегіштер бір мәселені шешуі керек – аралық бөшкелердегі деңгейді ұстап тұру керек, сондықтан ең жоғары қазандықтардан кейін шығу сызығындағы реттегіштердің рөлі болмайды. Химиялық суды деаэраторға беруді вакуумдық деаэраторлар технологиясымен үнемі өзгерту мүмкін емес. Осылайша, қоректік су ағынын реттеу схемасы жылу желісінің жұмыс режиміндегі өзгерістерді автоматты түрде бақылауға жарамайды.

2.2 Жылу схемасын, қоректендіру қондырғысының жұмыс режимдерін автоматтандыру схемаларын талдау

Алматы ЖЭО-2 вакуумдық – деаэрациялық қондырғысының жұмысында мынадай елеулі кемшіліктер бар:

* Қабылданған басқару схемасы, вакуумдық-деаэрациялық қондырғысының режимдерін автоматтандыру жеке жабдықтың, сондай-ақ тұтас алғанда бүкіл қондырғының параметрлерін сапалы реттеуді қамтамасыз етпейді;

* Жылу желісінің қоректік суында белгіленген жағымсыз факторлардың әсері нәтижесінде оттегінің нормативтік құрамы қамтамасыз етілмейді, вакуумдық-деаэрациялық қондырғының және тұтастай барлық су жылыту қондырғысының режимдерін басқаруда елеулі қиындықтар туындайды.

Бар кемшіліктерді толығырақ қарастырайық:

Алматы ЖЭО – 2 сипаттамасынан көрініп тұрғандай, вакуумдық-деаэрациядан бастап қалаға желілік судың шығуымен аяқталатын, жылу желісінің қоректендіру және желілік суы бойынша әлсіз көлденең байланыстармен біріктірілген дайындау қондырғысының екі тәуелсіз технологиялық жіптері бар.

Бастапқы бөлімде бұл сызықтар келесідей ерекшеленеді.

ВД № 1-5 деаэраторларынан деаэрацияланған су 0,00 м белгісінде орналасқан сыйымдылығы 3000 м³ екі аккумулятор багына, сондай-ақ машина залының -12,0 м белгісінде орналасқан ауасыздандырылған химиялық тазартылған су коллекторларына еркін ағызылады, олар НПТС № 1-5 сору коллекторлары болып табылады, № 1-3 турбоагрегаттардың ЖКҚ желілік көлденең қыздырғыштарына қоректендіру суын береді.

№ 6-11 деаэраторларынан деаэрацияланған су жеке ағызу құбырлары бойынша сору және қысым бойынша параллель қосылған НПТС № 6-11 жылу желісін қоректендіру сорғыларымен айдалады.

Ағызу құбырларында сыйымдылығы 15 м³ аралық бөшкелер болады, олар 6 м белгісінде орналасқан.

Әрбір НПТС айдау құбыры тиісті деаэратордың аралық бағындағы деңгей реттегішімен жабдықталған. Вакуумдық деаэраторларынан деаэрацияланған суды айдаудың мұндай схемасы қалыпты жұмыстың

міндетті шарты ретінде аралық бөшкелердегі деңгейді қатаң және дәл автоматты реттеуді көздейді.

Вакуумдық деаэраторларға жылу желісін толықтыруға химиялық тазартылған суды беруді ұлғайту немесе азайту қажеттілігін турбиналық цехтың персоналы №1 басқарудың блоктық қалқанында орнатылған аккумуляторлық бактағы қашықтық деңгей өлшегіштер бойынша белгілейді. Аккумулятор бағындағы деңгей төмендеген кезде вакуумдық деаэраторларға химиялық тазартылған су беру артады және керісінше, аккумулятор бағындағы деңгей жоғарылаған кезде вакуумдық деаэраторларға химиялық тазартылған су беру азаяды.

Турбиналық цехтың персоналы аккумуляторлық бактардағы деңгейді тек вакуумдық деаэраторлар арқылы ғана химиялық тазартылған су шығынының өзгеруімен реттейді. Бұл ретте вакуумдық деаэраторларға химиялық тазартылған су шығынын төмендету (ұлғайту) химиялық тазартылған су клапандарын қашықтықтан жабу (ашу) не турбиналық цехтың өтінімі бойынша химиялық цех персоналының химиялық тазартылған су шығысын ұлғайту арқылы жүзеге асырылады.

Бірінші және екінші кезектегі вакуумдық деаэраторларға химиялық тазартылған су беру желілері параллель болғандықтан, бірінші кезектегі химиялық тазартылған су ағынының өзгеруі көбінесе екінші кезектегі химиялық тазартылған су ағынының күрт ауытқуымен бірге жүреді, бұл кейбір жағдайларда әкелуі мүмкін және:

* екінші кезектегі вакуумдық деаэраторларға химиялық тазартылған су шығынын азайтуға, №5,6 турбоагрегаттардың ПСГ алдындағы қоректік су қысымының авариялық төмендеуіне дейін;

* вакуумдық деаэраторлардың аралық бактарының авариялық құйылуы іске қосылғанға дейін екінші кезектегі вакуумдық деаэраторларға химиялық тазартылған су шығынын ұлғайтуға.

Бұл жағдайдың негізгі себебі, жоғарыда сипатталған жылу желісінің қоректік суын беру және реттеу схемасындағы кемшіліктер болып табылады, нәтижесінде вакуумдық деаэраторларға химиялық тазартылған суды беру клапандарындағы қысымның төмендеуі үшін жеткілікті қордың болмауына әкеледі. Вакуумдық деаэраторлардың екінші кезегін байлаудың жобалық схемасында вакуумдық деаэраторлардың бірінші кезегіндегі химиялық тазартылған судың шығынын реттеу кезінде екінші кезекте химиялық тазартылған су шығыстарының реттелмейтін ауытқуын болдырмау жөніндегі шаралар көзделген. Бұл шаралар міндетті түрде: барлық мүмкін режимдерде реттеуіш клапандарында реттеудің жеткілікті диапазоны болған кезде химиялық тазартылған судың тиісті шығыс өлшегіштерінен импульс бойынша химиялық тазартылған суды реттегіштермен екінші кезектегі әрбір жұмыс істеп тұрған вакуумдық деаэраторларда химиялық тазартылған судың белгіленген шығынын автоматты түрде ұстауды көздейді.

Вакуумдық деаэраторларды орнатқан сәттен бастап соңғы шарт орындалмағандықтан, екінші кезекте осы деаэраторларға химиялық

тазартылған су шығынын барлық реттегіштерді автоматтандыру қосылмады және қазіргі уақытта жұмыс істемей тұр. Клапандарды тек қашықтан басқаруға болады.

Екінші кезектегі вакуумдық деаэраторлардан шығыстардың күрт реттелмейтін өзгерістерінің теріс салдарын тереңдететін басқа да себептер вакуумдық деаэраторлардан деаэрацияланған суды айдау схемасының кемшіліктері, вакуумдық деаэраторлардың аралық бактарындағы схеманың және деңгейді реттеу атқарушы органдарының кемшіліктері болып табылады. Бұл кемшіліктер келесідей.

Екінші кезектің жобалық схемасында вакуумдық деаэраторлардың және жылу желісін тиісті қоректендіру сорғыларының жұмысы тек блоктық жеке схема бойынша (вакуумдық деаэратор – аралық бак – жылу желісін қоректендіру сорғысы – деңгейді реттегіш) көзделді.

Сонымен қатар, тиісті вакуумдық деаэраторлардың аралық резервуарларындағы деңгейді тек оның жылу желісінің қоректену сорғысының реттегішімен реттеу қарастырылған, бұл деңгейдің сапалы реттелуін қамтамасыз етуі керек еді. Алайда, АЖЭО – 2 қызметкерлерінің ұсынысы бойынша екінші кезектегі жабдықты монтаждау кезеңінде № 6-11 жылу желісін қоректендіру сорғылары жобадан ауытқи отырып, жалпы сору коллекторымен қосымша байланыстырылды, бұл жылу желісін қоректендіру сорғыларын резервтеуді жақсартуға негізделді.

Қазіргі уақытта №6-11 жылу желісін қоректендіру сорғылары сору бойынша үнемі біріктіріліп отырады, бұл жобада белгіленген аралық бактардағы деңгейді жеке автоматты реттеу принципін жоққа шығарады. Келесі факторларға байланысты жылу желісі сорғыларының бірлескен жұмысына жол берілмейді:

* жылу желісін қоректендіру сорғыларының үлкен өнімділігі – 1250 м³/сағ, аралық резервуардың шағын өтемдік сыйымдылығымен салыстырғанда – 15 м³/сағ, бұл автоматты режимде деңгей реттегішін дәл баптауды қажет етеді;

* №6-11 санындағы әртүрлі вакуумдық деаэраторларда пайда болатын вакуумның үлкен айырмашылығы;

* бір-бірінен №6-11 жылу желісінің сорғыларын және №6-11 вакуумдық деаэраторларды едәуір алып тастау, бұл әртүрлі жұмыс істейтін вакуумдық деаэраторлардың су төгетін құбырларының гидравликалық кедергісінің айтарлықтай ауытқуын болжайды.

Бұл факторлар вакуумдық деаэраторлардың аралық резервуарларындағы деңгейді реттеу автоматикасының жұмыстан шығарылуының басты себебі болды, ол осы жағдайларда жұмыс істемей қалды.

Қазіргі уақытта №6-11 вакуумдық деаэраторлардың аралық резервуарлар мен ағызу құбырларындағы деңгейлер терең ауытқуларға ұшырайды, бұл төтенше жағдайларда әкелуі мүмкін және:

* аралық бөшекелердің авариялық төгілуін іске қосу;

* деаэрацияланған химиялық тазартылған суға аралық резервуардың қуысын атмосферамен байланыстыратын ауа арқылы ауа сору.

№6-11 вакуумдық деаэратордың жылу схемасының тағы бір кемшілігі, бұл вакуумдық деаэратордағы деңгейді соруға және реттеуге байланысты қиындықты ауырлататын, НПТС №6-11 қысыммен орнатылған d_u 250 мм өтпелі қимасы бар вакуумдық деаэраордағы деңгей реттегіштерінің клапандарының өткізу қабілетінің төмен болуы болып табылады.

Бұл жағдай турбина цехының барлық клапандарын d_u 150 мм жұмыс шеңберлерімен қосымша жабдықтауға себеп болды, осылайша деаэрацияланған су үнемі клапандар арқылы да, айналып өту арқылы да сорылады, бұл:

- біріншіден, вакуумдық деаэратордың аралық бактарындағы деңгейді реттеу мүмкіндігін нашарлатады;

- * екіншіден, вакуумдық деаэратордың жүктемесі 400-500 т/с жоғары болған кезде деаэрацияланған судың толық айдалуына кепілдік бермейді.

№6-11 вакуумдық деаэраторлардың деаэрацияланған су желісінің өткізу қабілетін осындай шектеу, деаэрацияланған химиялық тазартылған суды осы деаэраторларға беру бойынша жоғарыда көрсетілген шектеулермен қатар, бұл деаэраторларды номиналды өнімділігіне дейін жүктеуге мүмкіндік бермейді, ЖЭО қызметкерлерін жұмысқа екінші кезекте қажет болғаннан көп деаэраторларды қосуға мәжбүр етеді.

2.3 Сұлбаны жетілдіру бойынша ұсыныстар

Жылу схемасының, автоматтандыру схемасының және вакуумдық – деаэраторлық қондырғының жұмыс режимдерінің кемшіліктерін талдау негізінде бу – су ағындарының номиналды (жобалық) параметрлеріне қол жеткізу, вакуумдық-деаэраторлық қондырғының жұмыс режимдерін оңтайландыру және сенімді пайдалану мақсатында мынадай іс-шараларды жүргізу ұсынылады.

а) екінші кезектегі вакуумдық деаэраторлардың ағызу коллекторын диаметрі кемінде d_u 800-1000 мм құбырмен жалғастыру және оны жылу желісінің аккумуляторлық бактарымен қосу. Құбыр өткізгішті машина залының корпусынан тыс өндірістік алаңға құбыр эстакадасы бойымен нөлдік белгіде салу. Автожол қиылысқан кезде құбырды туннельге салу керек. Вакуумдық – деаэрациялық қондырғыны пайдалану кезінде жылу желісінің аккумуляторлық бактарынан екінші кезектегі вакуумдық деаэраторлардың төгу құбырын ажырататын ысырмалар тұрақты түрде ашық күйде болуы тиіс. Бұл шарт бірінші кезектегі деаэрациялық қондырғы үшін орындалуы тиіс.

б) екінші кезектегі вакуумдық – деаэрациялық қондырғының ағызу коллекторын жылу желісінің аккумуляторлық бактарымен байланыстыратын құбырды пайдалануға енгізумен қатар екінші кезектегі вакуумдық деаэраторлар мен жылу желісін қоректендіру сорғыларын қосу қажет. Бұл

деаэрацияланған суды өздігінен ағызатын деаэраторлармен жұмыс істеуге мүмкіндік береді.

в) екінші кезектегі деаэраторларда химиялық тазартылған суды беруді реттегіштермен жылу желісін толықтыруға химиялық тазартылған су шығынын реттеуді жүзеге асыру жүргізіледі. Жылу желісінің аккумуляторлық бактарындағы деңгей төмендеген кезде оларды толтыру бірінші және екінші кезектегі вакуумдық деаэраторларға химиялық тазартылған су шығындарының күрт ауытқуына жол бермей, біртіндеп жүзеге асырылады. Немесе тұрақты берілген шығыс шарты бойынша, бірінші кезекте 2000-2600 т/сағ шегінде, екінші кезекте 1400-2000 т/сағ.

г) ст. № 6-11 жылу желісін қоректендіру сорғысының арынындағы деңгей реттегіштерін ст. №5,6 көлденең желілік турбиналардың қыздырғыштары алдындағы қоректендіру суының қысымы бойынша қайта баптау, ол негізгі желілік қыздырғыштардың беріктік шарттары бойынша 8 кгс/см² аспауы тиіс.

д) теңдестіру бактарын екінші кезектегі деаэраторлық қондырғы схемасынан алып тастау, ст. № 6-11 деаэраторларын сумен толтырудан қорғау олардан деаэрацияланған суды бірінші кезектегі деаэраторлардың толуынан қорғау схемасына ұқсас жылу желісінің аккумуляторлық бактарына еркін ағызу болып табылады. Бұл ретте ст. № 6-11 деаэраторлардың төгу құбырларындағы ысырмаларды төгу коллекторына және екінші кезектегі төгу коллекторынан жылу желісінің аккумуляторлық бактарын ажырататын ысырмаларға өздігінен немесе қате жабудың мүмкін еместігін көздеу қажет.

3 Экономикалық бөлім

Алматы ЖЭО-2 Алматы қаласынан батысқа қарай 15 км жерде, Қарасай ауданы Алғабас кентінің ауданында орналасқан. АЛЭС ЖЭО-2 екі кезекте салынған.

Құрылыстың бірінші кезегі 1978-1983 жылдары жүзеге асырылды.

БКЗ-420-140-7С типті үш бу қазандығы және ПТ-80/100-130/13 типті үш бу турбиналары пайдалануға берілді.

Құрылыстың екінші кезегі 1985-1989 жылдары жүзеге асырылды. БКЗ-420-140-7с типті тағы төрт бу қазандығы, бір Р-50-130/13 бу турбины және екі бу Т-110/120-130 турбины пайдалануға берілді.

1995 жылдан бастап құрылыстың үшінші кезегі осы күнге дейін жүргізілуде, ол тағы бір БКЗ-420-140-7С қазандығын іске қосуды, Вентури құбырлары бар скрубберлерді қайта жаңарту, жаңа күл үйіндісін салу, БКЗ-420-140-7с қазандықтарының конвективті шахтасын қайта жаңартуды көздейді.

АЛЭС ЖЭО-2-ден жылу беру Алматы қаласының жылыту аймағы үшін ыстық суда жүзеге асырылады.

АЛЭС ЖЭО-2 ең жоғары режимде жұмыс істейтін Батыс жылу кешенімен бірге базалық режимде жұмыс істейді.

АЛЭС ЖЭО-2-ден электр энергиясын беру 110 кВ кернеуде жүзеге асырылады және таратылады, 110 кВ тарату құрылысының схемасы екі жұмыс және айналмалы шиналар жүйелерімен, бір ажыратумен жүзеге асырылады. Шиналардың екі жұмыс жүйесі де бөлінген.

АТЭЦ-2 орнатылған қуаты :

- электр-510 мВт

- жылу-1176 Гкал/сағ.

Қазіргі уақытта Алматы өңірінде өндірістің дамуына және қарқынды тұрғын үй құрылысына байланысты электр және жылу қуатының тапшылығы орын алуда.

АТЭО-2-де қоректік суды дайындаумен байланысты проблемалар бар.

Осы жобада жылу желісін қоректендірудің деаэрациялық қондырғысының жылу схемасын қайта жаңарту көзделеді.

Есептеуге бастапқы деректер

Электр энергиясын жылдық өндіру, Эв, млн.кВтч	2800
Жылу энергиясын жылдық өндіру, Qв, тыс.Гкал	3860
Отын көмір	
Отынның жылу калориялық қасиеті, Qр, ккал/кг	4050
Отын бағасы, Цт, тенге/тнт	3800
Отынды тасымалдау қашықтығы, R, км	800
Өндіруге арналған шартты отынның үлестік шығысы:	

Электр энергиясына, бэ , гут/кВтч	240
Жылу энергиясына, вт , кгут/Гкал	205
Қатты отынды тасымалдау құны, тенге/т·км	1,5
Өз мұқтаждарына энергия шығыны	
Электр энергиясына, эсн , %	9,0
Жылу энергиясына, Qсн , %	1,0
Белгіленген қуатты пайдалану сағаттарының ең көп саны	5500

3.1 ЖЭО электр және жылу энергиясын босатудың өзіндік құнын анықтау

3.1.1 ЖЭО энергиясының жылдық босатылуын анықтау

Электр станцияларының жұмысы кезінде өндірілетін энергияның бір бөлігі станциялардың жеке қажеттіліктеріне жұмсалады. Электр энергиясының бұл шығыны жабдықтың түріне және оның агрегаттардың бірлік қуатына, пайдаланылатын отынның түріне, негізгі және қосалқы жабдықтардың техникалық жетілдірілу дәрежесіне және станцияда техникалық және қаржылық саясаттың дұрыс жүргізілуіне байланысты. Станциялардың өз қажеттіліктеріне электр энергиясын тұтыну шамасының таралуы өте үлкен - 6-дан 16% - ға дейін.

Есептеулерде біз электр энергиясын өз қажеттіліктерімізге 9% (Эсн), ал жылу энергиясы 1% (Qсн) мөлшерінде жұмсаймыз.

Электр және жылу энергиясын жылдық босату формулалар бойынша анықталады:

$$Э_{от} = Э_{в} \cdot (1 - Э_{сн}), \text{ млн. кВтч} \quad (1)$$

$$Q_{от} = Q_{в} \cdot (1 - Q_{сн}), \text{ мың. Гкал}, \quad (2)$$

мұндағы $Э_{в}$ и $Q_{в}$ - электр және жылу энергиясын жылдық өндіру.

Электр энергиясын жылдық беру

$$Э_{от} = Э_{в} \cdot (1 - Э_{сн}) = 2800 \cdot (1 - 0,09) = 2550,0 \text{ млн. кВтсағ}$$

Жылу энергиясын жылдық жіберу

$$Q_{от} = Q_{в} \cdot (1 - Q_{сн}) = 3860 \cdot (1 - 0,01) = 3821,4 \text{ мың. Гкал}$$

3.1.2 отын шығындарын анықтау

Электр және жылу энергиясын өндіруге жұмсалатын отынның жылдық шығысы формулалар бойынша айқындалады:

$$B_{\text{э}} = \text{Эот} \cdot b_{\text{э}} \\ \text{,мың.т.ш.о.} \quad 3)$$

$$B_{\text{т}} = \text{Qот} \cdot b_{\text{т}} \\ \text{,мың.т.ш.о.} \quad 4)$$

$$B_{\text{э}} = \text{Эот} \cdot b_{\text{э}} = 2550 \cdot 0,240 = 611,6 \text{ мың т.ш.о.} \\ B_{\text{т}} = \text{Qот} \cdot b_{\text{т}} = 3821,4 \cdot 0,205 = 783,4 \text{ мың т.ш.о.}$$

ЖЭО отын шығынының жиынтығы:

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}}, \text{ мың т.ш.о. (5)}$$

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} = 611,6 + 783,4 = 1395 \text{ мың т.ш.о.}$$

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

Табиғи отын шығыны болады:

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} : K_{\text{п}}, \text{ тыс. тнт, (6)}$$

мұндағы $B_{\text{у}}$ - жылына шартты отын шығыны;

$K_{\text{п}}$ - шартты отынды табиғи отынға ауыстыру коэффициенті.

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} : K_{\text{п}} = 1395 : 0,579 = 2410 \text{ мың. т.ш.о.}$$

Мұндағы аудару коэффициенті $K_{\text{п}} = Q_{\text{р}} / Q_{\text{у}} = 4050 / 7000 = 0,579$

Қатты отынның 1 т.ш.о. (Цт) тасымалдау шығындары анықталады:

$$\text{Цт} = R \cdot (1,4 - 1,6), \text{ тенге/т.ш.о.} \quad (7)$$

Газдың жіберу бағасында табиғи газды магистральдық газ құбыры бойынша беруге және оны станцияға дейін бұруға арналған шығындар ескерілген.

Отын шығындарының құрамдас бөлігі анықталады:

$$I_{\text{т}} = B_{\text{н}} \cdot (\text{Цт} + \text{Цтр}) \text{ ,млн.} \\ \text{тенге.} \quad 8)$$

$$I_{\text{т}} = B_{\text{н}} \cdot (\text{Цт} + \text{Цтр}) = 2410 \cdot (3800 + 800 \cdot 1,5) = 12050 \text{ млн. тенге}$$

мұнда 1 т.ш.о қатты отынды тасымалдауға арналған шығындар $C_{тр} = R \cdot 1,5$ тенге/т.ш.о.

3.1.3 отынды пайдалану пәк есептеу

1 кВт / сағ электр энергиясын алу үшін 123 гут қажет, ал 1 Гкал жылу энергиясын алу үшін бірлікке тең қондырғылардың тиімділігі үшін 143 кгут қажет. Отынның пайдалы пайдалану коэффициенті электр энергиясының және жылудың өз мұқтаждарына жұмсалуды ескере отырып анықталады:

$$\begin{aligned} \text{КПД}_э & \quad (\\ = 123 : b_э \cdot 100\%, & \quad 9) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{КПД}_т & \quad (\\ = 143 : b_т \cdot 100\%, & \quad 10) \end{aligned}$$

Станция отынды пайдалану коэффициенті:

$$\text{КПД} = [(0,86 \cdot \mathcal{E}_{от} + Q_{от}) / (7 \cdot B_y)] \cdot 100\%, \quad (11)$$

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

Өндіру және босату кезінде отынды пайдалану ПӘК-і:

Электр энергиясына:

$$\text{КПД}_э = 123 : b_э \cdot 100\% = 123 : 0,240 \cdot 100\% = 51,25 \%$$

Жылу энергиясына:

$$\text{КПД}_т = 143 : b_т \cdot 100\% = 143 : 0,205 \cdot 100\% = 69,8 \%$$

Станцияның отынды пайдалану коэффициенті

$$\begin{aligned} \text{КПД} &= [(0,86 \cdot \mathcal{E}_{от} + Q_{от}) / 7 \cdot B_y] \cdot 100\% = \\ &= [(0,86 \cdot 2550 + 3821,4) / 7 \cdot 1395] \cdot 100\% = 62,86 \% \end{aligned}$$

3.1.4 су шығындарын есептеу

ЖЭО-дағы су турбиналардың конденсаторларындағы буды салқындатуға, жылыту жүйесін толықтыруға, генераторлар мен трансформаторларды салқындатуға, гидрокүлді жоюға және т.б. жұмсалады. Сумен жабдықтауға арналған шығындарды ірілендірілген есептеулер үшін 0,9 тенге/квтс тең суға арналған шығындарды қабылдауға болады:

$$Ив = \mathcal{E}_в \cdot 0,9, \text{ млн. тенге} \quad (12)$$

онда

$$Ив = Эв \cdot 0,9 = 2800 \cdot 0,9 = 2520 \text{ млн. тенге}$$

3.1.5 жалақыға жұмсалатын шығындарды есептеу

Өндірісте және оған қызмет көрсетумен айналысатын ЖЭО өнеркәсіптік-өндірістік персоналының (ӨӨП) жалақысына арналған шығындарды анықтау үшін оның санын білу қажет.

ӨӨП пайдалану, жөндеу және әкімшілік-басқару персоналына бөлінеді. Оның мөлшері негізінен бір қуатқа және негізгі энергия жабдықтарының санына, пайдаланылатын отынның түріне, жөндеу әдісіне байланысты.

ӨӨП санын станцияның белгіленген электр қуатының 1 МВт-қа қанша персоналдың келетінін көрсететін штаттық коэффициент арқылы алуға болады. Станцияның белгіленген электр қуаты белгіленген қуатты пайдалану сағаттарының ең көп саны және электр энергиясын жылдық өндіру арқылы анықталады, яғни.:

$$N_y = Эв / T_m, \text{ МВт} \quad (13)$$

$$N_y = Эв / T_m = 2800 / 5500 = 510 \text{ МВт}$$

Есептеулерде T_m -нің белгіленген қуатын пайдалану сағаттарының ең көп саны 5500 сағатты құрайды.

Қазақстанның кейбір станцияларында жұмыс істейтіндердің саны туралы әдеби және нақты деректерге сәйкес штаттық коэффициенттің ($K_{ш}$) мынадай орташаланған мәндерін қабылдауды ұсынуға болады: ЖЭО үшін белгіленген қуаты 500 МВт- 1,3 - 1,5 адам/МВт асатын, аз қуатты ЖЭО үшін - 1,6 - 1,8 адам/МВт.

Станция персоналының саны:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y, \text{ чел} \quad (14)$$

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,3 \cdot 510 = 660 \text{ адам}$$

Жалақының жалпы қорына мыналар кіреді:

энергия өндірудің технологиялық процесінде жұмыс істейтін қызметкерлердің жалақысы кіретін және жұмыс істеген уақытына байланысты төлемдерді (тарифтік мөлшерлемелер мен лауазымдық айлықақылар, жалақы қорынан жұмысшыларға сыйлықақылар, мереке күндері мен түнгі уақыттағы жұмысы үшін қосымша ақы және т. б.) қамтитын негізгі жалақы (Изпо.);

қосымша жалақы (Изпд) жұмыс уақытына байланысты емес төлемдерді (мемлекеттік міндеттерді орындау уақыты үшін кезекті, қосымша және оқу демалыстарын төлеу және т. б.) қамтиды.);

жалақыға есептеулер (Изпн) әлеуметтік салыққа аударымдарды және зейнетақы қорына аударымдарды қамтиды.

Жалақының жалпы қорын анықтау формуласы келесідей болады:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн}, \text{ млн. теңге (15)}$$

Изпо-ның орташа жылдық негізгі жалақысының шамасы бір жұмысшыға 800-1000 мың теңге мөлшерінде қабылданады. Изпд шамасы Изпо мәнінен 10-15% мөлшерінде алынады. Изпн (әлеуметтік салық және зейнетақы қорына аударымдар) жалақысына есептеулер Изпо және Изпд сомасының 21% мөлшерінде қабылданады .

Жалақының жиынтық қоры

$$\begin{aligned} \text{Изп} &= \text{Изпо} + \text{Изпд} + \text{Изпн} = 900 \cdot \text{ЧП} + 0,12 \cdot \text{Изпо} + 0,21 \cdot (\text{Изпо} + \text{Изпд}) \\ &= 900 \cdot 660 + 0,12 \cdot 900 \cdot 660 + 0,21 \cdot (900 \cdot 660 + 0,12 \cdot 900 \cdot 660) = 770 \text{ млн. теңге} \end{aligned}$$

3.1.6 Амортизациялық аударымдарды есептеу

Амортизациялық аударымдар жабдықтың физикалық және моральдық тозуының ақшалай өтемін білдіретіні және тозғанның орнына (реновация) күрделі жөндеу жүргізуге және жаңа жабдықты сатып алуға жұмсалатыны белгілі. Амортизациялық аударымдар станцияға жиынтық күрделі салымдар шамасынан % - бен алынады (әдебиетте: негізгі өндірістік қорлар, кәсіпорынның негізгі активтері, негізгі капитал). Жабдықтың әр түріне өндіріс процесінде өндірістік қорлардың қызмет ету мерзімі мен мақсатына байланысты өзіндік амортизация нормалары белгіленген. Амортизацияның шекті нормалары Қазақстан Республикасы Президентінің 24.04.95 ж. №2235 Заң күші бар Жарлығына сәйкес белгіленеді, одан жоғары амортизация нормасын пайдалануға болмайды.

ТМД елдерінде және шетелде негізгі өндірістік қорлардың (күрделі салымдардың) құнын анықтау үшін алдын-ала есептеулер жүргізу кезінде Куд үлестік күрделі салымдардың көрсеткіші кеңінен қолданылады. Оның мәні, тіпті бір типтегі станциялар үшін де, блоктардың қуатына, олардың санына, пайдаланылатын отын түріне және экологиялық талаптарға байланысты кең ауқымда болады. Есептеулерде ЖЭС үшін Куд мөлшері 800 МВт -1700 \$/кВт, ЖЭО 200 МВт үшін белгіленген қуаты - 2000 \$/кВт. Осы қуат диапазонында жатқан станциялар үшін тиісті пропорцияда қабылдау керек. АҚШ долларының құны 180 теңге есебінен қабылдансын.

$$K = \text{Куд} \cdot N_u, \text{ млн. теңге.}$$

ЖЭО құрылысына капитал салу

$$K = \text{Куд} \cdot N_y = 1800 \cdot 510 = 918000 \text{ мың.} \$ = 165240 \text{ млн.тг}$$

Орташа алғанда, блоктар мен тұтастай станцияның қуатына, тұтынылатын отын түріне байланысты станция бойынша жалпы амортизация нормасы 5-7% шегінде болады. Ірілендірілген есептерді жүргізу үшін амортизациялық аударымдардың нормасын K шамасынан 6% мөлшерінде қабылдау:

$$I_{ao} = 0,06 \cdot K, \quad (17)$$

млн.тенге.

Амортизациялық аударымдар

$$I_{ao} = 0,06 \cdot K = 0,06 \cdot 165,24 = 991,4 \text{ млн.тенге}$$

3.1.7 Ағымдағы жөндеу жүргізуге арналған шығындарды есептеу

Шығындардың бұл құрамдас бөлігіне, өндірістік жабдыққа ағымдағы жөндеу жүргізуге арналған шығындардан басқа, техникалық қарап-тексеруге және жабдықты жұмыс жағдайында ұстауға (сүрту және майлау материалдары) арналған шығындар да кіреді және мынадай мөлшерде айқындалады:

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ao}, \text{ млн.тенге.} \quad (18)$$

$$I_{рем} = 0,15 \cdot I_{ao} = 0,15 \cdot 991,4 = 1487 \text{ млн.тенге}$$

3.1.8 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. Біздің жағдайда бұл компонентті қолданыстағы станциялармен салыстырғанда аналогия әдісімен анықтаған дұрыс. Екібастұз көмірін жағу кезінде шығарындылар үшін төлем шамасы т.ш.о. үшін 150-180 теңге шегінде екендігі анықталды, демек:

$$I_{выб} = (150 - 180) \cdot V_n, \text{ млн.тенге}$$

$$I_{выб} = 170 \cdot V_n = 170 \cdot 2410 = 410 \text{ млн.тенге}$$

3.1.9 Жалпы станциялық және цехтық шығыстар

Бұл құрауыш әкімшілік-басқарушылық (жалақы, кеңсе, іссапар), жалпы өндірістік (ұстау, амортизация, жалпы станциялық құралдарды ағымдағы жөндеу, сынақтар, зерттеулер, рационализация және еңбекті қорғау),

нысаналы шығыстарға аударымдар (техникалық насихат, жоғары тұрған ұйымдарды ұстау), цехтарға қызмет көрсету және оларды басқару (цехты басқару жалақысы, ғимараттарды ұстау және ағымдағы жөндеу бойынша амортизация және шығындар, еңбекті қорғау бойынша шығыстар) шығындарын көздейді.

Кеңейтілген есептеулер үшін формуланы қолдануға болады:

$$И_{общ} = 0,2 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{рем}) , \text{ млн.тенге.} \quad (20)$$

$$И_{общ} = 0,2 * (И_{ао} + И_{зп} + И_{рем}) =$$

$$= 0,2 * (9914 + 770 + 1487) = 2434 \quad \text{млн.тенге}$$

3.1.10 Энергияны босатудың өзіндік құнын есептеу

Егер ГЭС пен КЭС - те энергияның бір түрі-электр энергиясы өндірілсе және станцияның барлық шығындары оған қатысты болса, онда ЖЭО-да электр энергиясы да, жылу энергиясы да өндірілетіні белгілі. Бұл жағдайда станцияның жылу және электр энергиясына жалпы шығындарын бөлу өте маңызды, өйткені жылу және электр энергиясын өндірудің өзіндік құны, демек, электр және жылу энергиясын бөлек өндірумен салыстырғанда ЖЭО жұмысының экономикалық тиімділігі осыған байланысты.

ЖЭО-да жылу және электр энергиясы арасындағы шығындарды бөлудің бірқатар әдістемелік тәсілдері бар. Ең танымал әдістер - физикалық, нормативтік, энергетикалық (Ресейде 01.02.1996 жылдан бастап енгізілген), ОРГРЭС, эксергетикалық. Әрине, әр әдістің өз жақтаушылары мен қарсыластары бар. Жылу мен электр энергиясы арасындағы шығындарды бөлу әдісін таңдау туралы ғылыми пікірталас ондаған жылдар бойы жалғасып келеді және сөзсіз жалғасады.

Қазақстан аумағында физикалық әдіс кеңінен қолданылды (электр және жылу энергиясын өндірудің аралас тәсілін қолданудан үнемдеу әсері электр энергиясына жатады). Соңғы уақытта эксергетикалық әдіс бекітілді және Қазақстанның бірқатар станцияларында қолданылады (әртүрлі параметрлердегі будың термодинамикалық құндылығы бойынша отынды бөлуге негізделген және барлық әсер жылу энергиясына қатысты).

Осы курстық жұмысты орындау кезінде біз коэффициентті қолдана отырып, физикалық әдіс негізінде электр және жылу энергиясын өндіру шығындарын бөлуді қолданамыз:

$$K_p = V_{э} / V_{ж} ,$$

бұл электр энергиясын босатуға қанша отын жұмсалғанын (бірліктің үлестерінде) көрсетеді, ал айырмашылық $(1 - K_p)$ жылу энергиясын босатуға отын шығынының үлесін көрсетеді. Есептеу табиғи немесе шартты отынмен жүзеге асырылады. Содан кейін сіз әр компоненттің шығындарын босатылған

энергия түрлері бойынша алынған коэффициентке сәйкес бөліп, нәтижелерді кестеге енгізуіңіз керек.

Шығындарды бөлу коэффициенті

$$K_p = V_{\text{э}} / V_{\text{у}} = 611,6/1395 = 0,438$$

Электр және жылу энергиясын өндіруге арналған шығындардың құрамдас бөліктері

Шығындардың құрамдас бөлігі, млн.тенге	И	И	
		э	т
Отын, Ит	1 2050	52 78	6 772
Су, Ив	2 520	11 04	1 416
Жалақы қоры, Изп	7 70	33 7	4 33
Амортизациялық аударымдар Иао	9 914	43 42	5 572
Ремонт, Ирем	1 487	65 1	8 36
Жалпы станциялық, Иобщ	2 434	10 66	1 368
Шығарындылар үшін төлем, Ивыб	4 10	18 0	2 30
Шығындар жиыны, И	2 9585	12 958	1 6627

Электр энергиясын босатудың өзіндік құны:

$$S_{\text{э}} = (И_{\text{т}} + И_{\text{в}} + И_{\text{зп}} + И_{\text{ао}} + И_{\text{рем}} + И_{\text{общ}} + И_{\text{выб}}) / Э_{\text{от}}, \text{ тенге/кВтч}$$

Жылу энергиясын босатудың өзіндік құны:

$$S_{\text{т}} = (И_{\text{т}} + И_{\text{в}} + И_{\text{зп}} + И_{\text{ао}} + И_{\text{рем}} + И_{\text{общ}} + И_{\text{выб}}) / Q_{\text{от}}, \text{ тенге/Гкал}$$

Электр энергиясын босатудың өзіндік құны

$$S_{\text{э}} = И_{\text{э}} / Э_{\text{от}} = 12958/2550 = 5,08 \text{ тенге/кВтч}$$

Жылу энергиясын босатудың өзіндік құны

$$S_{\text{т}} = И_{\text{т}} / Q_{\text{от}} = 16627/3821,4 = 4351 \text{ тенге/Гкал}$$

3.2 ЖЭО салу мен пайдалануды экономикалық бағалау

3.2.1 Бастапқы инвестицияларды және кредитті қайтаруға ақша ағынын айқындау

Шешім қабылдаудың алдын-ала кезеңдерінде ЖЭО құрылысы мен жұмысын экономикалық бағалау, әдетте, бизнес-жоспар негізінде жасалады, ал оң нәтиже болған жағдайда инвестициялық жоба жасалады. Бұл уақыт бойынша ақша құнының өзгеруін және жобаны іске асыруға жұмсалатын шығындардың бүкіл кешенін ескеретін техникалық-экономикалық шешімдер қабылдауды бағалаудың қазіргі заманғы әдісі: перспективаға арналған бағалар мен баға саясаты; өнімді өткізу көлемі; жобаны іске асырудан түсетін кіріс пен пайда; кредитті қайтаруға кететін пайданың бір бөлігі; кәсіпорын несиені алатын банктің пайыздық мөлшерлемесі; несиені мерзімі.

Ірі энергетикалық объектілерді салу мен пайдалануды қаржылық-экономикалық бағалаудың күрделілігі инвестициялардың бірнеше сатыда түсетіндігімен байланысты және жобаны іске асырудан нәтижелерді алу мерзімінің ұзақтығы орын алады. Мұндай операциялардың ұзақтығы инвестицияларды бағалаудың белгісіздігіне және қателіктер қаупіне әкеледі. Сондықтан іс жүзінде жобалардың қателіктерін азайту үшін инвестициялық жобаларды бағалау әдістері қолданылады. Бұл әдістер: таза ағымдағы құнды анықтау (NPV), жобаның өтелу мерзімі (PP), пайданың ішкі нормасын есептеу (IRR), инвестициялардың кірістілігін есептеу (PI), инвестициялардың бухгалтерлік кірістілігін анықтау (ROI). Әрине, инвестициялық жобаларды бағалаудың барлық бес әдісі практикада әрдайым қолданыла бермейді, сондықтан бұл жұмыста алғашқы үш әдіс ғана қолданылады.

Кіріспеде айтылғандай, дамыған елдерде электр станциялары сияқты ірі нысандардың құрылысы, әдетте, стратегиялық нысандарды бақылауға мүмкіндік беретін мемлекеттің басым қаржылық және құқықтық қолдауымен жүзеге асырылады. Ақшаның қалған бөлігі көбінесе жеңілдетілген несиені пайдаланатын акционерлік қоғамдарды құру арқылы қамтамасыз етіледі.

Есептеулерде ЖЭО құрылысына капиталдың үлестік бөлінуі (K) келесідей: 90% мемлекет салады және 10% "Энергоинвест" АҚ қамтамасыз етеді. Бұл қаражат тек станция құрылысына жұмсалады. Жалпы пайдалану шығындары электр және жылу энергиясының өзіндік құнына, демек, оларға арналған тарифке негізделеді. Мұнда пайдалану шығындарының 70% - ын мемлекет төлейді, ал қалған 30% - ын "Энергоинвест" АҚ төлейді.

Осылайша, "Энергоинвест" АҚ банктен жеңілдікті кредитке алатын Io инвестицияларының көлемі (10%) ЖЭО құрылысына жұмсалатын жиынтық инвестициялардың 10% - ын және жиынтық пайдалану шығыстарының 30% - ын құрайтын болады.

Инвестициялық жобаны бағалау кезінде тек төрт көрсеткіш қолданылатыны белгілі:

Io-бастапқы инвестициялар;

CF-кредитті қайтаруға жіберілетін ақша ағыны;

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

p-кредиттің күнтізбелік жылы.

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot И, \text{ жиыны, млн.тенге. (24)}$$

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3 \cdot И = 0,1 \cdot 165240 + 0,3 \cdot 29585 = 25400 \text{ млн.тенге}$$

Инвестициялық жобаларды әзірлеу және талдау кезінде несиені қайтаруға бағытталған пайда мен CF ақша ағынын есептеу ең қиын болып табылады.

Біздің ЖЭО-дан электр және жылу энергиясын жіберу тарифінің рентабельділігі 20% болатынын анықтаймыз, яғни.

$$T_{\text{э}} = S_{\text{э}} \cdot 1,2, \text{ тенге/кВтсағ} \quad (25)$$

$$T_{\text{от}} = S_{\text{т}} \cdot 1,2, \text{ тенге/Гкал} \quad (26)$$

$$T_{\text{э}} = 5,08 \cdot 1,2 = 6,1 \text{ тенге/кВтсағ}$$

$$T_{\text{от}} = 4351 \cdot 1,2 = 5221 \text{ тенге/Гкал}$$

мұндағы $S_{\text{э}}$ - электр энергиясын босатудың өзіндік құны

энергии $S_{\text{т}}$ - жылу энергиясын босатудың өзіндік құны

ЖЭО-дан электр және жылу энергиясын өткізуден түсетін табыс:

$$Д = T_{\text{э}} \cdot \text{Э}_{\text{от}} + T_{\text{от}} \cdot Q_{\text{от}} = 6,1 \cdot 2550 + 5221 \cdot 3821,4 = 35506 \text{ млн.тенге,} \quad (27)$$

Жиынтық шығындар

$$З = S_{\text{э}} \cdot \text{Э}_{\text{от}} + S_{\text{т}} \cdot Q_{\text{от}} = 5,08 \cdot 2550 + 4351 \cdot 3821,4 = 29581 \text{ млн.тенге} \quad (28)$$

Олардың арасындағы айырмашылық ПР = Д-З пайда береді, млн. тенге

$$\text{ПР} = Д - З = 35506 - 29581 = 5925 \text{ млн.тенге} \quad (29)$$

Пайда салығын төлегеннен кейін 20% мөлшерінде таза пайда пайда болады:

$$\text{ЧП} = \text{ПР} \cdot (1 - 0,2) = 5925 \cdot (1 - 0,2) = 4740 \text{ млн.тенге,} \quad (30)$$

ол толығымен банкке несиені қайтаруға жұмсалады, яғни бұл CF ақша ағыны болады.

3.2.2 NPV таза ағымдағы құнын анықтау әдісі

Бұл инвестициялық жобаны іске асыру нәтижесінде компанияның қандай құндылыққа ие болатындығын көрсететін және анықталатын инвестицияларды талдау әдісі:

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

Ю-қаражатты бастапқы салу.

NPV есептеу бірінші оң PV мәніне дейін жүреді. Егер есептеу жылдар бойынша сәйкес келмесе, онда сіз жобаның стратегиясын қайта қарауыңыз керек – CF мәнін ұлғайту немесе r мәні аз банкті табу.

Егер компания қажет уақытта NPV оң болса, онда жоба нәтижесінде компанияның құны артады және оны қабылдау керек.

Бұл әдісті кеңінен қолдану оның бастапқы жағдайлардың әртүрлі комбинацияларында тұрақты екендігімен түсіндіріледі, бұл барлық жағдайларда экономикалық тұрғыдан ұтымды шешім табуға мүмкіндік береді. Есептеу нәтижелері кестеге енгізіледі.

$$R = 1/(1 + r)^n$$

$$R = 1/(1 + 0,1)^n$$

$$PV = CF \cdot R$$

Кесте. NPV есептеу

Год	CF	R10	PV10
0	-25400	1	-25400
1	4740	0,90909	4309,1
2	4740	0,82645	3917,4
3	4740	0,75131	3561,2
4	4740	0,68301	3237,5
5	4740	0,62092	2943,2
6	4740	0,56447	2675,6
7	4740	0,51316	2432,4
8	4740	0,46651	2211,2
9	4740	0,4241	2010,2
NPV			1897,8

3.2.3 IRR ішкі пайда мөлшерлемесін есептеу әдісі

Пайданың ішкі нормасы-бұл инвестициялау мақсаттарына бағытталған қаражаттың өтелу деңгейі. Бұл $NPV=0$ болатын R мәні. Формализацияланған, бұл теңдеу:

$\sum(CF_n/(1+r)^n - I_0 = 0$, r-ге қатысты шешіледі.

NPV = 0 кезіндегі IRR-бұл жоба фирма құнының өсуін қамтамасыз етпейді, бірақ оның төмендеуіне әкелмейді. Бұл дисконттау коэффициенті R=1: $(1+r)^n$ инвестицияларды қолайлы және тиімсіз деп бөледі. IRR инвестициялау үшін капиталды өзі қандай бағамен алғанын және оны пайдалану кезінде кірістіліктің таза деңгейін (кедергі коэффициенті) ескере отырып, компания өзі таңдаған инвестициялардың өтелу деңгейімен салыстырылады.

Есептеу нәтижелерін кестеге енгізіңіз.

IRR мәні формула бойынша анықталады:

$$IRR = r_1 + [NPV_{r1} / (NPV_{r1} - NPV_{r2})] \cdot (r_2 - r_1) , \%$$

IRR ішкі кіріс мөлшерлемесін есептеу

Г од	CF	R 10	PV1 0	R15	PV15
0	- 25400	1	- 25400	1	- 25400
1	474 0	0 ,9091	430 9	0,86 96	4122
2	474 0	0 ,8264	391 7	0,75 61	3584
3	474 0	0 ,7513	356 1	0,65 75	3117
4	4740 4740	0,683 0,6209	3237 2943	0,5718 0,49	2710
5				72	2357
6	4740	0,5645	26766	0,4323	2049
7	474 0	0 ,5132	243 2	0,37 59	1782
8	474 0	0 ,4665	221 1	0,32 69	1550
9	474 0	0 ,4241	201 0	0,28 43	1347
N PV			189 7,8		-2783

IRR жоба бойынша тәуекел деңгейінің индикаторы ретінде қызмет етеді - IRR компания қабылдаған кедергі коэффициентінен неғұрлым көп болса, жобаның қауіпсіздік маржасы соғұрлым жоғары болады және болашақ ақша түсімдерін бағалауда қателіктер аз болады.

IRR шамасы: $IRR = 10 + [1897,8 / (1897,8 + 2783)] \cdot (15-10) = 12,03 \%$

3.2.4 РР инвестицияларының өзін-өзі ақтауын есептеу әдісі

Әдіс бастапқы инвестициялардың сомасын өтеу үшін қажетті кезенді анықтаудан тұрады:

$$PP = I_0 / CF_n \quad (33)$$

Екі әдіс бар: CF жылдар бойынша тең болған кезде және CF әр түрлі мөлшерде болған кезде, яғни біркелкі емес.

Біздің жағдайда жылдар бойынша ақша ағындары бірдей болады және сіз есептеудің алғашқы мысалдарын қолдануыңыз керек.

РР инвестицияларының өтелімділігін есептеу

$$PP = I_0 / CF_n = 25400/4740 = 5.35 \text{ жыл}$$

яғни өтелу мерзімі 5 жыл және 4 ай.

Қорытындылар

Есептеулерден жоба 5 жыл және 4 ай ішінде өтелетінін көруге болады, жобаны іске асыру үшін Сіз жылдық 12% - бен несие ала аласыз.

4 Тіршілік қауіпсіздігі

4.1 кәсіпорын туралы негізгі мәліметтер

АТЭО-2 -да атмосфераға зиянды заттардың шығарылуын төмендету мақсатында тиімді күлтұтқыш қондырғылар-қарастырылған - Вентури құбырларын сумен қарқынды суаратын тік Вентури (МВ-ВТИ) құбырлары бар скрубберлер көзделген.

Қазандардан шыққан түтін газдары биіктігі $H=129$ М , сағасының диаметрі $Dy=6$ метр(1 құбыр) және сағасының диаметрі $Dy=6.6$ м (2 Құбыр) екі түтін құбыры арқылы шығарылады. №1 құбырға 1-4 қазандары, №2 құбырға 5-7 қазандары қосылған.

ЖЭО-2-де зиянды заттардың шығарылуын бақылау ай сайын есеп айырысу жолымен жүзеге асырылады. Түтін газдарындағы NOx және Co_2 химиялық жолмен анықталады.

4.1 кесте -.зиянды заттардың шекті рұқсат етілген концентрациясы

Ванадий диоксиді	Азот оксиді	Азот Диоксиді	Ванадий пентооксиді	Көміртек оксиді
NO_2	NO	SO_2	V_2O_5	CO
0.085	0.4	0.5	0.002	5.0

Жел бағытын ескере отырып, Алматы аумағына жылдық шығарындылардың орташа 13% - ы түседі (4.2-кесте).

4.2 - кесте-ЖЭО-2-ден зиянды заттардың жылдық шығарындылары.

Зиянды шығарындылар	Жылдық шығарындылар, тонна жылына		
	1997	1998	1999
Күл	1838	1930	2025,8
Күкірт диоксиді	4526	4700	4927
Азот диоксиді	1203	1263	1326
Азот тотығы	195	205	216,1
Көміртек оксиді	234	245	257,4
Ванадий оксиді	0,4	0,4	0,4
Жалпы шығарындылар	6793,4	8343,4	8753,1

4.1.1 ЖЭО қазандықтарынан шығарындыларды есептеу және олардың атмосферада таралуы

Есептеу әдістемелік нұсқау бойынша, жылу электр станциялары мен қазандықтар үшін атмосфераға зиянды шығарындылардың таралуын есептеу арқылы жүзеге асырылады

ЖЭЕМ - де: дипломдық жобаны орындауға арналған әдістемелік нұсқаулар, Алматы, АИЭС.

4.1.2 Күл шығару

$$M_{ТВ} = 0,01 * V * (a_{УН} * A_{+q4}^P * Q_{Н P}^{УН}) * (1 - \square)$$

32680

(4.1)

16965

мұндағы $A^P = 38,0\%$ - жұмыс массасына отынның күлділігі, %;

$q4^{УН} = 1,5\%$ - отынның жануының механикалық толық еместігінен алып тастаумен жылудың жоғалуы, %;

$a_{УН} = 0,95$ - оттықтан алынатын бөлшектердің үлесі,

$\square = 0,97$ - күлтұтқыштарда ұсталатын қатты бөлшектердің үлесі; V - табиғи отын шығыны, г/с;

$$V = V * 8 = 17,5 * 8 = 140 \text{ кг/с} = 140000 \text{ г/с} \quad (4.2)$$

$Q_{Н P}^P$ - отынның жануының төменгі жылуы, кДж/кг.

4.1.3 Күкіртті ангидридтің шығарылуы

Атмосфераға күкіртті ангидридтің шығарылуы (г/с) формуласы

$$M_{SO_2} = 0,02 * V * S^P * (1 - \square \square_{SO_2}) * (1 - \square \square \square_{SO_2}) \quad (4.3)$$

$M_{SO_2} = 0,02 * 140000 * 0,9 * (1 - 0,2) * (1 - 0,02) = 1975,68 \text{ г/с}$ мұндағы $V = 140000$ - табиғи отын шығыны, г/с;

$S^P = 0,9$ - жұмыс массасына арналған отындағы күкірт мөлшері, %;

$\square \square_{SO_2} = 0,2$ - қазандықтың газ жолдарында ұшатын күлмен ауланатын күкіртті ангидридтің үлесі (қатты қожды кетіретін оттықтар үшін),

$\square \square \square_{SO_2} = 0,02$ - ылғалды күлтұтқыштарда ұсталатын күкіртті ангидридтің үлесі (судың сілтілігі 7,5 мг-экв/л).

4.1.4 ЖЭО азот оксидтері шығарындыларының саны

Қазандықтардың түтін газдарымен атмосфераға шығарылатын азот оксидтері шығарындыларының саны (NO_x , г/с) мынадай формула бойынша анықталады:

$$M_{NO_x} = 0.34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_H^P \cdot (1 - \frac{4}{100} \cdot \alpha_1 \cdot r) \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot \alpha_3 \cdot E_2 \quad (4.4)$$

$$M_{NO_x} = 0.34 \cdot 10^{-7} \cdot 140000 \cdot 7.355 \cdot 16965 \cdot (1 - 100^{1,5}) \cdot (1 -$$

$$0) \cdot 0.83 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 487.332 \text{ г/с}$$

Мұндағы k – азот оксидтерінің 1 т-ға шығуын сипаттайтын коэффициент жағылған шартты отын, кг / т;

$$K = \frac{2 \cdot D_{\phi}}{L} = \frac{0 \cdot 12}{42} = 7,355 \quad (4.5)$$

мұндағы $D=420$ – қазандықтың номиналды бу өнімділігі, т / сағ;

$D_{\phi}=380$ – қазанның нақты бу өнімділігі, т / сағ;

α_1 – жағылатын көмір сапасының азот оксидтерінің шығысына әсерін ескеретін өлшемсіз коэффициент;

$$\alpha_1 = 0,178 \cdot 0,47 \cdot N_{\Gamma} = 0,178 + 0,47 \cdot 1,5 = 0,833$$

мұндағы $N_{\Gamma}=1,5\%$ - жанармайдағы азот мөлшері, %;

α_2 – жанарғылардың конструкциясын ескеретін коэффициент құйынды жанарғылар БКЗ–420-140-7с ($\alpha_2 = 1$);

α_3 – қожды жою түрін ескеретін коэффициент (яғни қожды қатты жою, онда $\alpha_3=1$). ВКЗ–420–140 қазандығында ауа айналымы жоқ, сондықтан ε_1 –айналым коэффициенті нөлге тең. Сонымен қатар, негізгі қыздырғыштардан басқа ауаның бір бөлігі берілмейді, яғни $\varepsilon_2=1$ - шығарындылардың азаюын сипаттайтын коэффициент екі сатылы отынды жағу кезіндегі азот оксидтері.

Азот диоксидінің шығарындылары формула бойынша есептеледі:

$$M_{NO_2} = 0,8 \cdot M_{NO_x} = 0,8 \cdot 487,332 = 389,86 \text{ г/с} \quad (4.7)$$

$$M_{NO} = 0,13 \cdot M_{NO_x} = 0,13 \cdot 487,332 = 63,35 \text{ г/с} \quad (4.8)$$

мұндағы M_{NO} и M_{NO_2} – молекулярлық масса NO и NO_2 .

$$M_{NO_2} = 0,8 \cdot M_{NO_x} = 0,8 \cdot 487,332 = 389,86 \text{ г/с} \quad (4.7)$$

$$M_{NO} = 0,13 \cdot M_{NO_x} = 0,13 \cdot 487,332 = 63,35 \text{ г/с} \quad (4.8)$$

мұндағы M_{NO} и M_{NO_2} – молекулярлық масса NO и NO_2 .

4.1.5 Ванадий оксидтері шығарындыларының саны

V_2O_5 (г/с) қайта есептелген ванадий оксидтерінің саны формула бойынша анықталады.

$$M_{V_2O_5} = 10^6 * q_{V_2O_5} * B * (1 - \alpha_{OC}) * (1 - \alpha_y) * 10^6 * 159.2 * 1333 * (1 - 0.007) * 0.211 \quad (4.9)$$

Шығарындылар алау шамасының тұрақтылығын сақтау үшін қазандық жанған кезде ғана пайда болады. 1-ші қазанды жағу үшін өнімділігі 0,8 Т/сағ болатын 6 механикалық мазутты форсункалар қарастырылған.

$B = 6 * 0,8 = 0,48$ т/ч = 1333 г/с (4.10) мұндағы $q_{V_2O_5}$ - сұйық отындағы ванадий оксидтерінің құрамы V_2O_5 қайта есептеуде, г / т ;

$$q_{V_2O_5} = 95.4 * S^P / 31.6 = 95.4 * 2 / 31.6 = 159.2 \quad \text{г/т} \quad (4.11)$$

мұндағы S^P – мазуттағы жұмыс массасына күкірт құрамы,%. Шымкент және Атырау мұнай айдау зауыттарының ЖЭО–2-де пайдаланылатын Мазут $S^P = 2$ % ;

α_{OC} – қазандықтардың қыздыру беттеріндегі V_2O_5 шөгү коэффициенті. Аралық бу қыздырғыштары бар қазандықтар үшін $\alpha_{OC} = 0,007$;

α_y – мазут қазандықтарының газдарын тазартуға арналған құрылғыларда ұсталатын мазуттың жану өнімдерінің қатты бөлшектерінің үлесі. Ол шамамен нөлге тең.

4.1.6 Құбырдың ең төменгі биіктігін анықтау.

Мұржаның биіктігі формула бойынша есептеледі.

$$H = \frac{A * M * F * \alpha * m * n}{(\frac{PDK}{\phi} * C) * V * T} = \frac{200 * 4268,057 * 2 * 1 * 0,72 * 1}{(0,5 * 0) * 713 * 99,7} = 118 \text{ м.} \quad (4.12)$$

мұндағы А-атмосфераның температуралық стратификациясына байланысты коэффициент, ТМД Еуропалық аумағы үшін, Ресейдің 50 С. Е. оңтүстігіне қарай аудандары үшін, төменгі Поволжье, Кавказ, Молдавияның қалған аудандары үшін, ТМД Азиялық аумағы үшін, Қазақстан, Қиыр Шығыс және Сібір мен Орта Азияның қалған аумақтары үшін, $A = 200$;

М-зиянды заттар шығарындыларының қуаты, (г/с)

$$M = M_{SO_2} + 5.88 * M_{NO_2} = 1975,68 + 5,88 * 389,86 = 4268.057 \text{ г/с} \quad (4.13)$$

V_{Γ} - құбырға газ-ауа қоспасының шығыны, м³/с;

$$V_{\Gamma} = \frac{V_{\Gamma} \cdot N \cdot 2 \cdot 248 \cdot 713 \cdot 2 \cdot 2}{c} \quad (4.14)$$

мұнда $V_{\Gamma}=1248$ м³/с –бір қазандыққа отын шығыны кезінде АЖЭО-2 түтін газының көлемі (станция бойынша жылдық есеп) $V=72$ т/сағ.

$F = 2$ – зиянды заттардың атмосфералық ауада шөгу жылдамдығының коэффициенті, шығарындыларды тазартудың орташа пайдалану коэффициенті 90-нан кем емес %;

D - түтін мұржасының диаметрі, м;

$$D = \sqrt[4]{\frac{V_{\Gamma} \cdot 713}{W \cdot 14 \cdot 35}} = 5.1 \text{ м} \quad (4.15)$$

мұнда $W_0=35$ м/с– түтін газының құбырдан Шығу жылдамдығы, м / с, ол түтін құбырының биіктігіне байланысты анықталады;

T -шығарылатын түтін газдарының температурасы (қазандық агрегатының жылу есебінен) Мен жылдың ең ыстық айының орташа ең жоғары сыртқы ауа температурасы арасындағы айырмашылық СНиП 2.01.01-82 бойынша қабылданады "Құрылыс климатологиясы және геофизика".

$$T = T_{\text{ух}} - T_{\text{лет}}^{\text{CP.МАКС}} = 99,7 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (4.16)$$

$\alpha=1$ -жер бедерінің әсерін ескеретін өлшемсіз коэффициент, бұл жағдайда тегіс және сәл қиылысқан жер.

СФ-зиянды заттардың фондық концентрациясы, басқа көздер тудыратын атмосфераның ластануын сипаттайды. (біз деректердің жоқтығын ескереміз).

Құбырдың шамамен алынған биіктігінде мұржадан түтін газдарының шығу жағдайларын ескеретін M және n өлшемсіз коэффициенттер анықталады.

M және n коэффициенттерінің мәні параметрлерге байланысты анықталады f, v_m :

$$M = \frac{W^2 \cdot D}{1000 \cdot 35 \cdot 35 \cdot 5.1} \quad (4.17)$$

$$n = \frac{\sqrt{V_{\Gamma} \cdot T}}{H} = \frac{\sqrt{1248 \cdot 99,7}}{129} = 5,329 \quad (4.18)$$

m мәні формула бойынша анықталады:

$$m = \frac{0.67 \cdot 0.1^* \cdot 3.765 \cdot 0.72}{0.34 \cdot 0.1^* \cdot 0.34 \cdot 0.765} \quad (4.19)$$

f < 100 кезінде

n коэффициенті анықталады:

$v_m > 2$ кезінде n = 1

ПДК $C_{SO_2} = 0.5 \text{ мг/м}^3$

4.1.7 зиянды заттардың ең жоғары концентрациясын есептеу

Ұшақтардың АЖЭО–2 үстінен төмен биіктікте ұшуына байланысты түтін құбырларының биіктігі төмендетілген. Түтін құбырларының нақты биіктігі 129 м.

Осы туындыдан біз зиянды заттардың максималды концентрациясын анықтай бастаймыз.

Көзден χ_m қашықтықта қолайсыз метеорологиялық жағдайларда дөңгелек аузы бар ЖЭС құбырларынан түтін газдарын шығару үшін зиянды заттардың ең жоғары жерге жақын шоғырлануының шамасы мынадай формула бойынша айқындалады:

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot V_r \cdot T} = \frac{200 \cdot 4268,057 \cdot 2 \cdot 0,72 \cdot 1 \cdot 1}{129^2 \cdot 713 \cdot 99,7} = 1,78 \text{ мг / м}^3 \quad (4.20)$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A \cdot M_{TB} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot V_r \cdot T} = \frac{200 \cdot 1548,905 \cdot 2 \cdot 0,72 \cdot 1 \cdot 1}{129^2 \cdot 713 \cdot 99,7} = 0,647 \text{ мг / м}^3 \quad (4.21)$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot V_r \cdot T} = \frac{200 \cdot 1975,68 \cdot 2 \cdot 0,72 \cdot 1 \cdot 1}{129^2 \cdot 713 \cdot 99,7} = 0,825 \text{ мг / м}^3 \quad (4.22)$$

$$C_{M_{NOx}} = \frac{A \cdot M_{NOx} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot V_r \cdot T} = \frac{200 \cdot 487,332 \cdot 2 \cdot 0,72 \cdot 1 \cdot 1}{129^2 \cdot 713 \cdot 99,7} = 0,204 \text{ мг / м}^3 \quad (4.23)$$

Осыдан құбырдың биіктігі 129 м болатын концентрация мөлшері рұқсат етілгеннен асып түсетінін көруге болады.

Зиянды заттар концентрациясының ең жоғары мәніне қол жеткізілетін түгін құбырынан қашықтықты анықтау.

Қолайсыз метеорологиялық жағдайларда C (мг/м³) жерге жақын шоғырлануы C_m ең жоғары мәніне жететін шығарындылар көзінен x_m (м) арақашықтығы мынадай формула бойынша анықталады:

$$x_{m=d} = \frac{5}{F} * H = 23.198 * \frac{5}{4} * 129 = 2244.407 \text{ м} \quad (4.24)$$

мұндағы d -өлшемсіз коэффициент формула бойынша:

$$d = 7 * V * (1 - 0.28 * f^3)^{-1} = 7 * 5.329 * (1 - 0.28 * 3.765)^{-1} = 23.198 \quad (4.25)$$

Түгін құбырынан әртүрлі қашықтықта атмосферадағы зиянды заттардың шығарындылар алауының осі бойынша шоғырлануын анықтау.

Желдің қауіпті жылдамдығы U_m кезінде зиянды заттардың жерге жақын шоғырлануы C_i (мг/м³) әр түрлі қашықтықтарда шығарындылар көзінен сек (м) мынадай формула бойынша анықталады:

$$C_i = S_i * C_M \quad (4.26)$$

$$\frac{\chi}{\chi_m}$$

мұнда S_i – формулалар бойынша және F коэффициенттерінің қатынасына байланысты айқындалатын өлшемсіз коэффициент:

$$S_1 = 3 * \left(\frac{1}{m} \right)^4 * 8 * \left(\frac{1}{m} \right)^3 * 6 * \left(\frac{1}{m} \right)^2 * 3 * 0.445^4 * 8 * 0.445^3 * 6 * 0.445^2 = 0.60082 \quad (4.27)$$

$x = 1000$ м кезінде,
және $\frac{x}{m} = \frac{1000}{2244,407} = 0,445$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 * \left(\frac{1}{m} \right)} * \frac{1,13}{0,13 * (1,3367)^2} = 0,917 \quad (4.28)$$

$x = 3000$ м кезінде,
және $\frac{x}{m} = \frac{3000}{2244,407} = 1,3367$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 * \left(\frac{1}{m} \right)} * \frac{1,13}{0,13 * (2,228)^2} = 0,687$$

$x = 5000$ м кезінде, $\frac{x}{m} = 2.228$. $S_1 = 0.687$

және

$\sigma = 7000$ м кезінде,
және

$$\sigma_m = 3,119, S_1 = 0,499$$

$\sigma = 10000$ м кезінде,
және

$$\sigma_m = 4,455, S_1 = 0,316$$

$\sigma = 2244,407$ м кезінде,
және

$$\sigma_m = 1, S_1 = 1$$

Есептеу нәтижелері бойынша 4.3 жиынтық кестесін құрамыз

4.3 кесте

$C_i,$ 3 МГ/М	$X_i, \text{ м}$						
	1	2	3	5	6	7	1
	000	053	000	000	000	000	0000
$C_{SO_2+NO_2}$							0,24
	8	9	71	6	5	4	
$C_{Зол(ТВ)}$							0,17
	64	67	51	43	38	3	

4.1.8 Санитарлық қорғау аймағының шекарасын анықтау.

$$l \approx L * \frac{P}{P_0}, \text{ м} \quad (4.29)$$

мұндағы L_0 -осы бағыттағы жергілікті жер учаскесінің есептік мөлшері, мұнда зиянды заттардың шоғырлануы (басқа көздерден фондық шоғырлануды ескере отырып) ШЖК-дан асады, м;

P -қаралатын румба жел бағытының орташа жылдық қайталануы, %;

P_0 -жылдық раушан желімен бір румбаның жел бағытының қайталануы, %;

L_0 -өнеркәсіптік кәсіпорындарды жобалаудың санитарлық нормаларында белгіленген $C_{з}$ мөлшері, м.

Әр түрлі румбтар үшін P мәндерімен сипатталатын желдің орташа жылдық раушаны "климат анықтамалығы" мәліметтері бойынша қабылданады.

4.4-кестеге сәйкес біз санитарлық-қорғаныс аймағының жоспарын жасаймыз.

4.4 - кесте							
Санитарлық-қорғау аймағын есептеу							
Жел бағыттары							
С	С В	В	Ю В	Ю	Ю З	З	СЗ
9,5	22, 4	10, 8	9,7	10	9,2	19, 9	9,3
Бір румба немесе раушан дөңгелек жел бағыттарының қайталануы, %							
12,5							
Санитариялық-қорғаныш аймағының шамасы, м (есептік)							
70 00							
Санитарлық-қорғау аймағы, м							
83	96	86	67	80	0	89	8
22	86	42	24	05	5	64	8

4.1.9 Вентури құбырымен күлтүтқыш қондырғыны есептеу

Электр станциясы өнімділігі 420 т/сағ номиналды жеті қазанмен жабдықталған, күл ұстағыш қондырғының гидравликалық кедергісі 130 кгс/м²-ден асуы керек. Санитарлық нормаларға сәйкес, осы типтегі қондырғылар үшін түтін газдарын күлден тазарту деңгейі 97% - дан төмен болмауы керек.

1. Түтін газдарының шығыны ($t_{г} = 140$ 0С болғанда) және $v_{г} = 642,2 \cdot 103$ м³/сағ құрайтын қазандықтың номиналды жүктемесі.

2. СС маркалы Екібастұз көмірін жағу кезінде және балғалы диірмендерде күл ұстағыш алдындағы күлдің дисперсті құрамы.

4.кесте - күлдің дисперсті құрамы

Күлұстағыш түрі	Шаң фракциясы, мкм						
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

	5	10	15	20	30	40	60
Вентури коагуляторымен сулы күлтүтқыш		8	7	6	5	4	3
$\eta = 96,5 \%$	4,5	3,5	5	6,6	4,3	6,0	3,8

3. Күлтүтқыштан кейін салқындатылатын газдардың ең төменгі рұқсат етілген температурасы $t_c = 68 \text{ }^\circ\text{C}$.

4. Мойыншадағы газдардың жылдамдығын есептеу үшін қабылдаймыз $UG = 40-70 \text{ м/с}$. салқындатылған судың нақты шығыны $q = 0,16 \text{ кг / м}^3$, қайдан $q * UG = 11,2 \text{ кг / м}^2 * \text{с}$

5. Гидравликалық кедергі коэффициенті шартты $\eta_{УСЛ} = 0,18$ және $\eta_C = 0,2$ мәнін қабылдау арқылы біз Вентури құбырының өз бөлігінің кедергісін табамыз:

$$\eta_{TP} h_{TP} (\eta_C \eta_{УСЛ}) * \frac{U_{г}^2}{2} * \eta_{г} (0,2 * 0,18) = \frac{70^2 * 0,87}{2} \eta_{г} = 810 \text{ кПа} \quad (4.30)$$

мұндағы $\eta_{г} = 0,87 \text{ кг/м}^3$ -түтін газдарының тығыздығы

Біз бір қазандыққа газ өнімділігі $VG=200 \text{ } 000 \text{ м}^3/\text{сағ}$, аулағыштың диаметрі $d_{ul}=4 \text{ м}$ болатын төрт күл ұстағыш қондырғысын орнатамыз:

$$\eta_{KV} h_{KV} * \frac{U_{BX}^2}{2} * \eta_{г} = 2,25 * \frac{20^2}{2} * 0,87 = 392 \text{ кПа} \quad (4.31)$$

мұндағы η_{KV} -тамшылатқыштың гидравликалық кедергі коэффициенті; $U_{BX} = 20 \text{ м/с}$ -аппараттың кіріс келте құбырындағы газдардың жылдамдығы.

Жалпы орнату кедергісі:

$$h = h_{TP} + h_{KV} = 810 + 392 = 1202 \text{ Па} \quad (4.32)$$

6. Біз қондырғының жылу есептеуін орындаймыз:

а) Параметр $\beta = 72 * 10^{-3}$. Біз целлюлозаның температурасын аламыз, ол жұмыс істейді $t_{г} = 29-50 \text{ }^\circ\text{C}$. суармалы судың температурасы пайда болады $= 20 \text{ }^\circ\text{C}$. салқындатылған газдардың температурасы (орнатыңыз) T_G бар $= 70 \text{ }^\circ\text{C}$. Содан кейін формула бойынша:

$$t_{г} = \frac{(140 * (70 - 20) * 50)}{2.31 * \lg \frac{70}{50}} = 56 \text{ }^\circ\text{C} \quad (4.33)$$

б) Средний диаметр капель $D_0=165 \cdot 10^{-6}$ м. Суммарная поверхность капель:

$$F = \frac{6 \cdot q \cdot V}{D} = \frac{6 \cdot 273 \cdot 200 \cdot 10^3 \cdot 0.16 \cdot 10^3}{165 \cdot 10^{-6} \cdot (273 - 140)} = 0.77 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{ч} \quad (4.34)$$

мұнда $q=0,16$ —удельный расход орошающей воды, кг/м³;

$V_{ГО}=200 \cdot 10^3$ - қалыпты жағдайда газдардың көлемдік шығыны, м³/сағ.

Г) Берілетін жылу мөлшері:

$Q = \alpha \cdot F \cdot \Delta t \cdot \tau = 72 \cdot 10^{-3} \cdot 0,77 \cdot 10^6 \cdot 56 = 3,1 \cdot 10^6$ ккал/сағ (4.35) мұнда α — газдардан қабырғаға жылу беру коэффициенті;

$\Delta t = 56$ 0С— температура қысымы;

τ — қондырғыдағы тамшының болу уақыты.

д) Салқындатылған газдардың температурасы

$$Q = V_{ГО} \cdot C_{ГО} \cdot (t_{Г\text{н}} - t_{Г\text{к}}), \quad (4.36)$$

Мұнда қарастырамыз $t_{Г\text{к}}$:

$$t_{Г\text{к}} = 140 - \frac{3,1 \cdot 10^6}{0,32 \cdot (273 - 140)} = 107 \text{ }^\circ\text{C} \quad (4.37)$$

мұндағы $C_{ГО}=0,32$ -газдардың көлемдік жылу сыйымдылығы, кДж/м³К. Қондырғыдағы газдарды күлден тазарту дәрежесін есептеу.

а) Вентури құбыры

Біз өлшемсіз коэффициентті және күлдің әр фракциясы үшін толық емес ұстау мәндерін есептейміз. 3-5-кестеге сәйкес біз Вентури құбырының толық ұзындығын анықтаймыз

4.6 кесте -Тазалау дәрежесін есептеу

Шаманың өлшемі	Бөлшектер мөлшері, мкм					
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60
$\frac{3}{K}$ CP	0,1 86	0,1 77	0,1 65	0,1 51	0,1 24	0,1 11
Өлшемсіз кешен	1.4 78	1.4 07	1.3 11	1.2 00	0.9 85	

1-□□i	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3
9	2	316	8		

Мәнімен өлшемсіз кешенді анықтаймыз

$$1,5 \frac{q\Delta}{o} * \frac{CP}{3} * \frac{K}{3CP} * L \quad (4.38)$$

Бұл өлшемсіз кешенмен 1-□□i анықталады. формула бойынша Вентури құбырындағы күлдің жалпы толық болмауы:

$$1 - \square\square i = 1 - \square\square i = \square \Phi \square i * (1 - \square\square i) \quad (4.39)$$

мұндағы $\Phi \square i$ - ұшпа күлдегі әрбір фракцияның үлесі $1 - \square\square i = 0,15*0,19 + 0,46*0,22 + 0,21*0,231 + 0,08*0,26 + 0,067*0,38 = 0,225$ (4.40)

б) тамшыұстағыш

Тамшылатқышқа кіре берістегі дисперсті құрам формула бойынша

$$\Phi_i = \frac{(1 - \square\square\square I) * \Phi_i}{1 - \square\square\square I} * 100\% \quad (4.41)$$

Осы формула бойынша есептеу нәтижесі 4.7-кестеде келтірілген

Кесте 4.7. Проскоктың дисперсті құрамы.

Бөлшектер шамасы, мкм	0-10	10-20	20-30	30-40	40-60
проскок құрамы, %	12,7	4,49	21,6	9,2	11,3
1-□□□I құрамы	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0

мұнда 1-□□□I- тамшылардың күлінің толық болмауы.

Тамшылатқыштағы тұтылатын күлдің жануының жалпы толық болмауы

$$1 - \square\square\square I = \square \Phi \square i * (1 - \square\square\square I) \quad (4.42)$$

$$1 - \square\square\square I = 0.127*0.25 + 0.18*4.49 + 0.216*0.125 + 0.092*0.08 + 11.3*0.03 = 0.12$$

В)

Күлтұтқыштың жалпы тиімділігі:

$$\alpha = 1 - (1 - \alpha_1) * (1 - \alpha_2) = 1 - 0,025 * 0,12 = 0,973 \quad (4.43)$$

Осылайша, Вентури құбыры бар дымқыл күл жинағыштағы түтін газын тазартудың жалпы деңгейі 97,3% құрайды, бұл талаптарға жауап береді.

Вентури 1-ші қазандық агрегатының 4 құбырын суаруға арналған судың жалпы шығыны.

Формула бойынша қабылдаймыз:

$$GB = q * V_{ГО} =$$

$$\frac{0,16 * 642,2 * 10^3 * 273}{273 * 140} \approx 68 * 10^3 \text{ кг/с} \quad (4.44)$$

Әр Вентури құбырына бір саптаманы орнатамыз:

$$Q_{\Phi} = \frac{68 * 10^3}{4} \approx 17 * 10^3 \text{ кг/с} \quad (4.45)$$

Вентури құбырын суландыруға су қысымы 25 кгс/см² болғанда, 75-80 0 көлбеу бұрышы бар, шығу тесігінің диаметрі d=26 мм болатын УО ОРГРЭС осындай форсункаларының түрі. Тамшылатқышты суару шеңбер бойымен біркелкі орналасқан 30 саптама арқылы жүзеге асырылады. Қазандыққа venturi l = 5465 мм тік құбырлары бар өнімділігі 200*103 м3/сағ болатын 4 мс-ВТИ-4000 күл ұстағышын орнатамыз.

4.2 Қазандық цехындағы еңбек жағдайын талдау

4.2.1 Өрт қауіпсіздігінің жай-күйі

2-ЖЭО алаңында ғимараттар мен құрылыстарды өртке қарсы қорғау үшін өрт сөндіру бөлімі (13-ӨСБ) барлық ғимараттар мен құрылыстардан кемінде екі эвакуациялық шығу жолдары қарастырылған. Биіктігі 10 м және одан жоғары ғимараттар үшін шатырға саты торларынан немесе сыртқы Болат сатылар бойынша, ғимараттың биіктігі 20 м-ден астам болған кезде еңісі 6:1 аспайтын болат марштық сатылар бойынша шығу жолдары көзделген. Биіктігі 1 метрден асатын жерлерде ғимараттың биіктігіне қарамастан баспалдақтар қарастырылған. Қазіргі уақытта ЖЭО-да ПОҚ-1 аппаратурасы базасында кәбіл құрылыстарының өртке қарсы автоматикасы қарастырылған және хабар таратқыштан ГОСТ 12.1.033-81 сәйкес ғимараттар мен құрылыстарды қорғаудың өртке қарсы ДИП-1 түрлері өрт дабылымен қабылданған:

Кабельдік туннельдер мен қораптар, жартылай едендер, жоғары сапалы, ауа – механикалық көбікпен Автоматты сөндіру. Отын – беру галереясының ұсатқыш бөлімшеге, түсіру құрылғысына, бас корпусының төгу мұнарасына жанасу орындарында конвейер галереясының жанасу орындарында және көмір қоректендіргіштерінде алаң ішіндегі өртке қарсы–шаруашылық су құбырынан ажырату көзделген.

Қазандық цехында -11.5 және 0.00 метр белгісінде және машина залында 0.00 метр белгісінде өртке қарсы бекеттер, түтіннің көтерілуі немесе үй-жайда температураның көтерілуі кезінде жергілікті өрт сөндіруге арналған тасымалданатын көбік генераторлары орнатылған, анықтау жүйесінің аралас хабарлағыштары импульс береді:

электр жетегі бар белгілі бір ысырмаларды ашуға

резервуардан көбік түзгіштің дайын 6% ерітіндісін алып, оны өрт сөндіру желісіне шығаратын жұмыс сорғысын қосу үшін.

Қазандық цехында индикаторларды қалқанға шығаратын шығатын газдардың температурасын көтеретін сигнализаторларды орнату, сондай-ақ механизмдерді авариялық бұғаттау қарастырылған. Түтін сорғыштар істен шыққан кезде ыстық көмірдің үрлеу желдеткіштері мен шаң қоректендіргіштері автоматты түрде ажыратылады. Балғалы диірмендер мен шаң сепараторларында отынның бықсу және жану ошақтарын сөндіру үшін ОП-5 типті көбікті өрт сөндіргіштерді және көмірқышқылды ОУ-5 және ОУ - 8 өрт сөндіргіштерді орнату қарастырылған.

Турбина цехында өрт кезіндегі ең қауіпті учаске турбоқондырғының май жүйесі болып табылады. Оқшаулау майымен сіндірудің алдын алу үшін оларды ақ қаңылтырмен жабу қарастырылған. Генераторлардың май жүйесінде жүйе ауасындағы сутегі көлемі бойынша кемінде 1% болған кезде жарық және дыбыс сигналдарын беретін автоматты газ талдағыштар орнатылған, себебі сутегімен салқындатылатын қондырғы.

Май-мазут шаруашылығында мазуты бар резервуарлардың өртін сөндіру үшін сақиналы өртке қарсы су құбыры, өрт гидранттары мен жылжымалы өрт сөндіру құралдары орнатылған. Жану ошақтарын сөндіру үшін мазут сорғыш және майаппаратты үй-жайларда ғимараттың сыртқы жағынан қауіпсіз жерде орналасқан тиек ысырмасымен қолмен басқарылатын бу жеткізу көзделген.

4.2.2 Микроклимат

Басқару қалқандарында, есептеу техникасы залдарында, кабиналарда, пульттер мен технологиялық процестерді басқару бекеттерінде №4083-86 СН өндірістік үй-жайларындағы микроклиматтың санитариялық нормаларына сәйкес ауа температурасы 22-24^оС, салыстырмалы ылғалдылығы 60-40% және желдің қозғалу жылдамдығы 0,1 м/с аспайды. Техникалық қол жетімсіздіктен жұмысшыларды ықтимал қызып кетуден қорғау бойынша іс-шаралар қарастырылған микроклиматтың рұқсат етілген нормативтік мәндерін анықтау мүмкін емес өндірістік үй-жайларда: жергілікті конденсациялау жүйесі, ауамен себезгілеу, жеке қорғаныс құралдары.

4.2.3 Жылу оқшаулау

Жабын қабаты бар жылу оқшаулағышы +45оС жоғары жылу тасымалдағыш температурасы бар құбырлар мен жабдықтарды жабады. Жылу оқшаулағыш құрылымдарды таңдау "29.03.91 ж., №1-Т ТЭА ДРНТ ақпараттық хабарламасы"бойынша жүргізілді. құбырларды оқшаулау үшін диаметрі мен температурасына байланысты мынадай материалдар қабылданды: базальт сымы, ровингтен жасалған өрмедегі минват сымы, базальт супер жұқа талшықтан жасалған маттар. Қаптау қабаты ретінде мырышталған болаттан немесе алюминий қорытпаларынан жасалған металл корпус қолданылады.

4.2.4 Нөлденуді есептеу

Нөлдеу электр қондырғыларының сымдарының оқшаулауы зақымдалған кезде электр тогының соғуынан қорғау үшін қолданылады.

Бір (немесе екі) фаза корпусқа тұйықталған кезде электр қондырғысын желіден тез ажырату. Авариялық кезеңде адамның нөлденген корпусқа тиюінің қауіпсіздігін қамтамасыз ету.

Жоғарыда айтылғандарға байланысты нөлденуді есептеу оның ажырату қабілетін тексеруге және апат кезінде электр жабдықтарының корпусына қатысты адамның электр тогымен зақымдану қаупін бағалауға дейін азаяды.

Бастапқы деректер:

Желі кернеуі - 0,4 кВ;

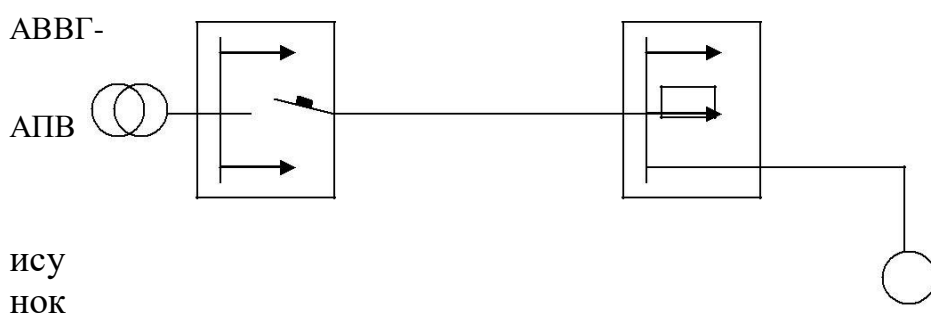
Трансформатордың қуаты - 250 кВА;

Электр қабылдағыштың қуаты $P = 55$ кВт;

Күштік пункттің (СП) жүктеме тогы $I_H = 260$ А;

$l_1 = 50$ м;

$l_2 = 150$ м;



4.2 - Ауыстыру схемасы

Жүктеме токтарын анықтау және қорғаныс құрылғыларын таңдау:

$$I_H = \frac{P}{U_H \cos \phi} = \frac{55 \cdot 10^3}{99,2 \cdot 0,4} = 137,5 \text{ А}$$

$$\sqrt{\quad} \quad \sqrt{0,8}$$

(4.46)

$$I_{\text{рпв}} = \frac{K_{\text{п}} I_{\text{дв}}}{6 \cdot 99,2} = 238,08 \text{ А}$$

$$K_{\text{T}} = 2,5$$

(4.47)

$$I_{\text{НПВ}} = 250 \text{ А};$$

$I_{\text{НСП}} = 260 \text{ А}$. Автоматты ТП-ға орнату.

$$I_{\text{НА}} = 260 \text{ А}.$$

Тізбектің белсенді және индуктивті элементтерін анықтау.

$$Z_{\text{TP}} = 0,312 \text{ Ом (Кесте. деректер)}$$

Фазалық және нөлдік қорғаныс өткізгіштің кедергісі:

$$R = \rho \frac{l}{S}, \quad (4.48)$$

мұнда ρ - өткізгіштің нақты кедергісі (0,028 Ом·мм/м);

l – өткізгіштің ұзындығы, м;

S – өткізгіштің қимасы, мм². —

$$R_{\text{CP1}} = 0,028 \frac{185^2}{7,6 \cdot 10^3} \text{ Ом} \quad (4.49)$$

$$R_{\text{CP2}} = 0,028 \frac{150^2}{70 \cdot 6 \cdot 10^2} \text{ Ом}$$

(4.50) —

$$R_{\text{Н1}} = 0,028 \frac{50^2}{95 \cdot 1,47 \cdot 10^2} \text{ Ом} \quad (4.51)$$

Диаметрі 50 мм, ұзындығы 125 м болат құбырдың ішкі индуктивті және белсенді кедергісі:

$$I_{\text{К}} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ А};$$

$$S_{\text{TP}} = 1242 \text{ мм}^2.$$

Ток тығыздығы:

$$j_{\text{К}} = \frac{I_{\text{К}}}{S_{\text{TP}}} = \frac{450}{1242} \text{ А/мм}^2 \approx 0,36$$

$$j_{\text{TP}} = 242$$

(4.52)

$$r = 1,07 \text{ Ом/км}; \quad x = 0,64 \text{ Ом/км};$$

$$R_{\text{H2}} = r \cdot l = 1,07 \cdot 0,15 = 0,16 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{H2}} = x \cdot l = 0,64 \cdot 0,15 = 0,096 \text{ Ом};$$

$$X_{CP1} = 0; X_{CP2} = 0;$$

$$X_{П} = 0,1 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{П1} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 50 = 0,005 \text{ Ом};$$

$$X_{П2} = 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 150 = 0,015 \text{ Ом}.$$

Z_П анықтау: _____

$$Z_{П} = \sqrt{(R_{CP} + R_H)^2 + (X_{CP} + X_H + X_{П})^2}, \text{ Ом}$$

(4.53) _____

$$Z_{П1} = \sqrt{(0,0076 + 0,0147)^2 + 0,005^2} = 0,0223 \text{ Ом}$$

(4.54) _____

$$Z_{П2} = \sqrt{(0,0076 + 0,06 + 0,0147 + 0,016)^2 + (0,005 + 0,015 + 0,096)^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

(4.55)

КЗ анықтау мына формула бойынша жүргізіледі::

$$I^3 = \frac{\Phi}{T \cdot Z_{П}} \quad (4.56)$$

$$I^3 = \frac{220}{0} = 1741,9 \text{ А}$$

(4.57)

$$I^3 = \frac{220}{0} = 0,44365 \text{ А}$$

(4.58)

Токтың көптігін анықтау:

$$I_{КЗ} = \frac{741,9}{60} = 12,365 \text{ А}$$

(4.59)

$$I_{\text{кз}} = \frac{750}{3}$$

$$I_{\text{на}} = 250$$

(4.60)

ІКЗ □ ІНОМ □ К шарты орындалады,

мұндағы КА = 1,25; НПВ = 3.

Қорғаныс аппаратының жұмыс уақытын анықтау: балқыту қондырғысы – балқыту қондырғысының қорғаныш сипаттамасымен анықталады, машина үшін – анықтамалықтан алынады.

Для предохранителей типа ПН-2:

ІКЗ = 588,2 кезінде А және ІНПВ = 150 А – сөну уақыты – 0,18 с.

Зақымдалған жабдық корпусының әлеуеті:

$$U_{\text{к1}} \square I_{\text{кз}} \square Z_{\text{н1}} \square 1741,9 \square 0,0147 \square 25,6 \text{ В}$$

(4.61)

$$U_2 \square I_3 \square Z_2 \square 91,8 \text{ В}$$

(4.62)

Адам денесі арқылы өтетін ток:

$$I_{\text{к1}} = \frac{3,6}{1} \square 25,6 \text{ мА}$$

$$t_{\text{h}} = 000$$

(4.63)

$$I_{\text{к2}} = \frac{1,8}{2} \square 91,8 \text{ мА}$$

$$t_{\text{h}} = 000$$

(4.64)

ГОСТ 12.1.038 - 82 сәйкес, мұндай шамалар сәйкесінше 1,0 және 0,5 әсер ету уақытында рұқсат етіледі, яғни.ажыратқыш пен сақтандырғыштың жұмыс уақыты рұқсат етілген мәндерден аспайды.

Қорытынды

Орындалған жұмыстың деректері бойынша мынадай қорытындылар жасалады:

Деаэратор - электр станциясындағы газ тәрізді қоспаларды салқындатқыштан шығаратын ең маңызды құрылғылардың бірі. Коррозиялық-агрессивті газдар, ең алдымен оттегі мен көмірқышқыл газы Судан шығарылуы керек.

Деаэрацияның ең тиімді әдісі-термиялық деаэрация, өйткені ол суда еріген кез-келген газдарды судан шығаруға мүмкіндік береді және суға қосымша қоспалар енгізбейді. Деаэраторлық қондырғы деаэраторлық колонкадан және деаэраторлық бактан тұрады, мұнда деаэрацияланған су ағады. Дизайнының арқасында деаэрациялық баған суды деаэрациялау процесін жақсартады.

Деаэрация процесі – бұл физикалық және химиялық процестердің жиынтығы, соның арқасында деаэратор жұмысының негізгі мақсаты судан коррозиялық-агрессивті газдарды шығару болып табылады. Деаэраторларға қойылатын негізгі талап - ондағы тұрақты қысымды ұстап тұру қажеттілігі. Тұжырымдалған қорытындылар негізінде жұмыстың мақсатына қол жеткізілді деп айтуға болады.

Пайдаланылган әдебиеттер тізімі

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций., М. 1981 г.
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. М., Энергоатомиздат, 1987 г.
3. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М. Энергоатомиздат, 1984 г.
4. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод), под ред. Кузнецова Н.В. и др., М. Энергия, 1973 г.
5. Липов Ю.М. и др. Компоновка и тепловой расчет парового котла. М. Энергоатомиздат. 1988г.
6. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник. М. Энергоатомиздат. 1984г.
7. Никитина И.К. Справочник по трубопроводам ТЭС. М.Энергия. 1983г.
8. Теплотехнический справочник, под ред. В.Н. Юренева, т.1, 2. М., Энергия. 1975 г.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М. Энергоатомиздат. 1989г.
10. Рихтер Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. М. Энергоиздат. 1981 г.
11. Охрана окружающей среды. Под ред. С.В. Белова. М.1991 г.
12. Справочная книга по технике безопасности в энергетике. Т.1, 2. М.1978г.
13. Сергеев И.В. Экономика предприятия. М.2000.
14. Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетике. М.1985.
15. Методические указания к экономической части ДП.