ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және желілері
кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі
т.ғ.к. доцент Улбеткулов Е.К.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
«_____» _____ 20___ ж.
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Оңтүстік су электр станциясын жобалау (Алматы облысы мысалында)

мамандығы бойынша

Орындаған Сабралиев Мағжан ЭСк-12-01
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші т.ғ.к. профессор Жәкин Ғ.Х.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к. профессор Жақупов А.Ә.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «03» мамыр 2016 ж.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
т.ғ.к. доцент Әзімұратов Ж.С
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «30» наурыз 2016 ж.

Нормбақылаушы:
доцент Жергеусізова М.Ә.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «04» мамыр 2016 ж.

Пікір жазушы :
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
«____» _____ 20___ ж.
(қолы)

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электроэнергетика факультеті
5В071800 – Электр энергетикасы мамандығы
ЭССиС кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Сабраменов Мейрхан Мустафаұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Аз қуатты су электр станциясын жобалау (Алматы облысы мысалында)
ректордың «19» 10.2015 №198 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)
Бастапқы энергия ресурсы - су энергиясы. Екі 50 МВт қуатты гидрогенераторлар. Өзіндік мұқтаждық 2%-дан құрайды. Ішкі үзіндіге 25 км. Қысқа тұйықталу 400 МВт.

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:
Гидрогенераторлардың типтерін таңдау, жүктеме графигін жк қуаттар балансын құру. Екідей кем емес құрылымдық сұлба таңдау және технико-экономикалық салыстыру. Трансформаторлар таңдау.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

Хомин Т.Х. электр станцияларға мен қосалқы станциялар. Оқулық - Алматы: „Білім" ғылыми баспа орталығы 2014 ж, 452-б.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Экономикалық бөлім	Жақупов Ә.А.	02.08-03.06.16	
Өмір тіршілігі қауіпсіздігі	Абдимуратов Ж.С.	30.03.16-30.05.16	
Нормер бақылаушы	Жергеусізова М.А.	04.06.2016	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	Дипломдық жобаны орындауға керекті материалдар жинау.	19.01.16 - 21.02.16	
2.	Электрлік бөлігі	23.02.16 - 04.04.16	70
3.	Экономикалық бөлімі.	06.04.16 - 11.04.16	5
4.	Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі	13.04.16 - 18.04.16	5
5.	Сөзу материалдары.	20.04.16 - 02.05.16	15
6	Дипломдық жұмыстың түсіндірме жобасын орындау.	04.05.16 - 16.05.16	5
7	Дипломдық жұмыста ядролала қорғау	18.05.16 - 23.05.16	
8.	Дипломдық жұмыста қорғау.	2016 жылдың маусымы	100%

Тапсырманың берілген уақыты «_____» _____ 20___ж.

Кафедра меңгерушісі _____ т.ғ.к. доцент Умбеткулов Е.К
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ т.ғ.к. профессор Жолшы Ғ.Х.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Собралиев Мағжан
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

В этом дипломном проекте рассмотрена проектирование главной электрической схемы гидро электро станции малой мощности. Расчеты проектирования рассматриивались на гидроэлектростанции мощностью 50 МВт. Также рассматриваются особенности важности и экономические выгоды ГЭС малой мощности; в экономической части рассматривается инвестиционная программа. В части безопасности жизнедеятельности рассматривается влияние ГЭС на окружающую среду ведутся расчеты на естественное освещение диспетчерской комнаты станции а также оценка и расчет уровня шума при проектирований установок станции.

Abstract

This thesis project is considered the main design of small hydroelectric power circuitry. Design calculations discussed at the hydroelectric power station with capacity of 50 MW. Also discusses the features, importance and economic benefits of low power hydroelectric power plants. In the economic part of the investment program is considered. As part of the health and safety rassmatrivetsya impact hydropower plant on the environment, conducted calculations on the natural lighting of the room control station, as well as evaluation and calculation of noise when projections have selected to install the station.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобамда аз қуатты су электр станциясының бас электр сұлбасын жобалао қаралады. Жобалау 50 МВт су электр станциясын мысалға алып есептеулер жүргізілген. Және аз қуатты СЭС-ның ерекшеліктері, маңыздылығы, экономиколық тиімділігі қаралады. Экономикалық бөлімінде инвестициялық программа жобаланды. Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімінде СЭС-тің қоршаған ортаға әсері, станцияның диспетчерлік бөлмесіне табиғи жарықтануға және қондырғыларды жобалауда шудың деңгейін бағалау мен есептеу жүргізілді.

Мазмұны

Кіріспе 7

1 Су электростанциялары жайлы жалпы мәлімет 8

2 Шағын су электр станцияісы туралы мәліметтер 9

2.1 Шағын су электростанциясына жалпы сипаттама 9

2.2 Шағын су электростанциясының жіктелуі 10

3 Шағын су электрстанциясіын жобалау 12

3.1 Жалпы ережелер 12

3.2 Шағын су электр станциясы сұлбалары 12

3.3 Шағын су электр станциясының негізгі параметрлерін анықтау 15

3.4 Шағын су электр станциясының энергетикіалық жолының құрылыстары 16

4 Қазақстандағы шағын гидро энергетика жағдайы 22

4.1 Алматы облысіның шағын су электр станциялары 22

4.2 Қазақстандағы басқа су электр станціялары 22

4.3 Болашақта салынатын Алматыдағы шағын су электр станцияларі 23

5 Электрлік бөлігі. 24

5.1 Қуаттар балансын есептеу 24

5.2 1-ші нұсқа үшін трансформаторларды таңдау 21

5.3 2-ші нұсқа үшін трансформаторларды таңдау 32

5.4 Екі нұсқаның трансформаторліарындағы энергияның жылдық шығынын есептеу 33

5.5 1-ші және 2-ші нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру 34

6 Қысқа тұйықталу тоқтары есептеу 35

7 Өмір тіршіілігінің қауіпсіздігі бөлігі 42

7.1 Су электр станциясының бас сұлбасы 42

7.2 Су электр станциясіын пайдалануда қоршаған ортаға әсеріне талдау жасау 47

7.3 Станцияның диспетчерлік бөлміесіндегі ауа алмасу және жарықтануға есеп жүргізу 47

8 Экономикалық бөлігі 56

8.1 Шағын ГЭС жоспарлауідағы технико экономикалық талдау жасау. Жұмыстың экономикіалық тиімділігін дәлелдеу 56

8.2 Инвестиіциялық жоспар 57

Қорытынды 62

Әдебиеттер тізімі 63

Кіріспе

Бұл дипломдық жобада аз қуатты су электр станциясының бас электрлік сұлбасын 50 МВт станциясын мысалға ала отырып жобалау қарастырылады.

Қазіргі таңда гидроэнергетика дәстүрлі электр энергетикасының басқа түрлерімен салыстырғанда үнемді әрі экологиялық қауіпсіз түрі болып табылады.

Шағын гидроэнергетика бұл бағытта өте алысқа кетеді.

Соңғы кезде көптеген елдерде шағын СЭС-ті бір ортақ түсінікте айту мүмкін емес сондықтан СЭС-ті сол станцияның ерекшеліктерін әр түрлі параметрлерге байланысты жіктейді: қуаты бойынша судың арыны жұмыс жасау режиміне автоматтандыру деңгейіне су арынын жасау түрлеріне және т.б.

Шағын су электр станциялары тек қана пайдалану кезінде емес сонымен қатар құрылысын салу кезінде де табиғат ландшафтысын қоршаған ортаны сақтауға мүмкіндік береді. Шағын гидроэнергетикасын пайдалану кезінде суға ешқандай теріс әсерін тигізбейді: су өзінің бастапқы табиғи қасиеттерін сақтайды. Өзендерде балықтардың тіршілігіне ешқандай әсерін тигізбейді ал суды халықты қамтамасыз етуге пайдалануға болады.

Осы тақырып барысында жазатын дипломдық жұмысты таңдағандағы мақсатым*:*

а) Шағын гидроэнергетиканың, болашақтағы қолданылуының перспективасын зерттеу;

б) жүктемелердің мәндерін таңдап белгілі бір шағын су электр станциясының бас сұлбасын модельдеу;

с) шағын гидроэнергетика туралы барлық мүмкін ақпараттарды іздестіру;

д) шағын СЭС-лардың жұмыс, істеуін экономика экология және қошаған ортаны қорғау саласы бойынша толық зерттеу есептеулерін жүргізу.

1 Су электр станциялары жайлы жалпы мәлімет

Су электр станциясы - электр генераторын айналдыратын гидравликалық турбинамен су ағынының механикалық энергиясын электр энергиясына түрлендіретін электр станциясы. Қазақстандағы ең алғашқы СЭС 1902 жылы Зырян кенішін энергиямен қамтамасыз ету мақсатында Тұрғысын өзенінде салынды. Оның қуаты 1 мың кВт болды. 1927 жылы Жоғары Хариузовск СЭС-і (қуаты 3,2 мың кВт), 1934 жылы Үлбі СЭС-і (қуаты 27,6 мың кВт) салынды.Үлкен Алматы өзенінде 10 каскадтан тұратын СЭС (жалпы қуаты 47 мың кВт) 1959 жылы салынып бітті. Соңғы жылдары кешенді мақсатта пайдаланылатын бірнеше ірі су-энергетикалық тораптар іске қосылды: Ертіс өзенінде Өскемен СЭС-і (қуаты 331,2 мың кВт) және Бұқтырма СЭС-і (қуаты 675 мың кВт), Іле өзенінде Қапшағай СЭС-і (қуаты 434 мың кВт) және т.б. Елімізде су-энергетика құрылыс объектілерінен басқа 200-ден астам шағын және орташа Су электр станциясы салынған. Қазақстандағы ірі СЭС-тердің барлығы энергия жүйесі құрамындағы жылу станцияларымен үйлестіріле пайдаланылады. Бұл жағдайда олардың жоғары дәрежедегі кешенді үнемділігі, пайдаланудағы сенімділігі артады. Сондықтан СЭС салу өзеннің ағын суын су көлігі, ирригация және сумен қамтамасыз ету және т.б. мақсаттарда кешенді пайдалануға мүмкіндік береді [1].

Су энергетика қорлары — өзендер мен сарқырамалардың құлама суынан алуға болатын энергия қоры. Энергияның бұл көзінің артықшылығы — оның қоры сарқылмайды, үнемі қалпына келіп отырады. Бұл энергияның арзан, әрі гигиеналық түрғыдан таза түрі болып табылады. Су энергиясының қоры жөнінен Қытай, АҚШ, Канада дүние жүзіндегі алғашқы орындарды иеленеді.

Су энергетикасы (Гидроэнергетика; грек, "hydor" — су, ылғал, energia — қызмет, әрекет) — 1) бөгет салу арқылы немесе бөгетсіз ағын судан энергия алу. Дүние жүзіндегі ең үлкен СЭСВенесуэлада (Гури бөгеті, 10 млн кВт) және Бразилияда Парана өзенінде (Итайпу ГЭС-і, 12,6 млн кВт) салынған. Қазақстанда Бұқтырма СЭС-і, Қапшағай СЭС-і, Шардара СЭС-і, т.б. бар. Су энергетикасының энергия көздері сарқылмайтын (трубина арқылы өтетін су ағынының орны өзенге немесе көлге құятын өзен және бұлақ суымен толтырылады) болуы мүмкін. СЭС-тердің экологияға нұқсан келтіретін факторлары да бірталай. Мысалы, жазық жерлерде СЭС салу құнарлы жерлерді пайдалануға жарамсыз етіп қана қоймай, өзеннің экожүйесін толық бұзады. Су қойма түбінде мыңдаған тонна шөгінділер (өнеркәсіп және тұрмыстық ақаба суымен бірге өзенге түсетін улы заттектер) жиналады. Бұл су қойманы жойғанның өзінде аумақты пайдалануға жарамсыз етеді. Таулы жердегі өзендер СЭС-тер салуға қолайлы. Бірақ сейсмикалық қауіпті аудандарда алапат ықтималдығы жоғары болуы мүмкін. Жер сілкіністері орасан зор зиян келтіреді. Мысалы, Италиядағы Вайонда 1993 жылы бөгетті су жарып өткенде 2118 адам, ал Индияда Гуджерат бөгетін су жарып өткенде

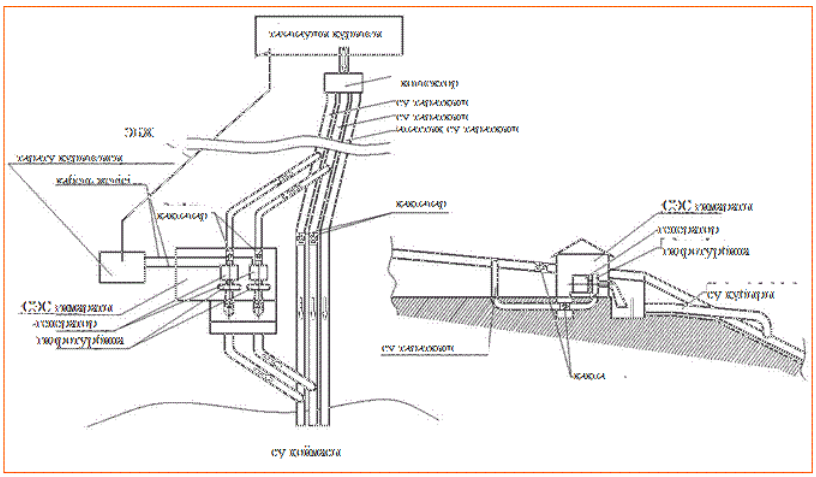
16 мың адам қаза болды. Қазіргі уақытта үлкен СЭС-тер салудың келешегі жоқ, оларды бөгет салуды қажет етпейтін ағыны жылдам шағын немесе үлкен өзендерде салу ыңғайлы деп есептеледі. Кіші су энергетикасы дәстүрлі емес энергетикаға жатады; 2) бөгет салу арқылы не салмай, аққан судан энергия алу. Су энергиясының біршама арзандығына қарамастан, ресурстардың шектеулілігіне және энергия қондырғыларының көп аумақты алатынына байланысты болашақта ол дүние жүзіндегі энергетиканың 5%-ынан аспайтын болады [1].

2 Шағын су электр станциясы туралы мәліметтер

2.1 Шағын су электр станциясына жалпы сипаттама

Су энергетикасы (6,7% жуық) серпінді дамуда сонымен қатар қиын кезеңге ұшарауда. Ең үлкен мәселенің бірі СЭС құрылысы кезінде жерді су басуымен байланысты. Су энергетика потенциалының ауқымды бөлігі игерілген дамыған мемлекеттерде (Солтүстік Америкада - 60% аса Европада - 40% аса), СЭС тұрғызуға орын жоқ ал ең ірі бағдарламалар Бразилия мен Қытайда жүзеге асады. Алайда, дамыған мемлекеттерде қалған көптеген су энергетикалық потенциалды қолдану су энергетикасындағы экологиялық мәселелерге және сыртқы қарыздардың өсуіне байланысты инвестициалық капиталдың жетіспеушілігімен шектеледі. Демек болашақта әлемдік энергия теңгерімінде су энергиясының маңызы өседі деп болжау қиын бірақ көптеген мемлекеттер оның ішінде дамушы мемлекеттер үшін су энергетикасы экономикада елеулі серпін әкелуі мүмкін [1].

Су энергиясын өндірудің технологиялық процессі зиянсыз. СЭС жабдықтарының қалыпты жағдайында қоршаған ортаға қауіпті шығарылымдар болмайды. Бірақ жазық өзендерде (осындай өзендерде ірі СЭС жиі тұрғызатын жалғыз мемлекет – Ресей) СЭС ірі су қоймаларын тұрғызу ауа райы шарттарына және халық шаруашылығы аумағына өзгерістер әкеледі [1].



2.1 сурет – шағын СЭС құрылысы

Шағын су электр станциясы (шағын СЭС) – салыстырмалы түрде аз электр энергиясын өндіретін су электр станциясының түрі. (2.1 сурет)

Шағын СЭС-ның дүние жүзінде жинақтық қуаты 73 ГВт-тан асады. Шағын СЭС-ке әлем бойынша инвестициясы 6 млрд. доллардан асты [1].

Қазіргі таңда су электр станциясы басқа дәстүрлі энергия көздерімен істейтін станцияларға қарағанда экологиялық және экономикалық жағынан тиімді. Шағын СЭС бұл бағытта өте жоғары деңгейде.

Шағын СЭС салынған жердің ландшафтісі өзгермейді суға кері әсері жоқ басқа экологиялық таза жаңартылған энергия көздерінен айырмашылығы – шағын гидроэнергетика шартты түрде ауа райына тәуелді емес және арзан электр энергиясын тұтынушыға береді.

Төменгі кестеде бүкіл энергия көздеріне берілген өзіндік құнының салыстырмалы көрсеткіштері көрсетілген.

2.1 кесте – Энергия көздеріне байланысты өзіндік құнының салыстырмалы көрсеткіштері (2011-2013 жыл, долл./кВт·сағ)

Электр энергия көзі	Минимум	Орташа	Максимум
Күн электр станциясі	0,17	0,19	0,20
Жел энергиясы (теңыз)	0,09	0,12	0,17
Геотермалды энергия көзі	0,04	0,06	0,12
Су электр станциясы	0,03	0,06	0,11
Табиғи газ	0,02	0,05	0,07
АЭС	0,01	0,06	0,11
Көмір	0,04	0,05	0,11

2.2 Шағын су электр станциясының жіктелуі

Соңғы кезде көптеген елдерде шағын СЭС-ті бір ортақ түсінікте айту мүмкін емес. Сондықтан СЭС-ті сол станцияның ерекшеліктерін әр түрлі параметрлерге байланысты жіктейді: қуаты бойынша судың арыны жұмыс

жасау режиміне автоматтандыру деңгейіне су арынын жасау түрлеріне және т.б.

Көптеген елдерде шағын СЭС-тің басты сипаттамасы ретінде оның қондырылған қуатын таңдайды. Шағын СЭС-тің жіктелуінің көптүрлілігі келесі факторлармен анықталды: табиғат шарттарының әртүрлілігі елдің энергетикалық шаруашылығының даму деңгейі шағын СЭС-тердің жобаларын қабылдау және т.с.с.

Кейде қабылданған жіктеуге өзгертулер енгізіледі. Мысалы АҚШ-та шағын гидроэнергетиканы дамуына үлес қосу үшін 2 рет қуаттар шегін өзгертті: бірінші кездерде шағын СЭС-ке 5 МВт-ке дейінгі станциялар жатсаонда 1980 жылдары бұл сан 30 МВт-қа дейін көтерілді. Соған байланысты 30 МВт-қа дейінгі СЭС-тер шағын деп аталады ал 1МВт-қа дейінгі микроСЭС деп аталады [1].

Кейбір елдерде мысалы Австрия Польша, Германия Испанияда шағын СЭС-ке қондырылған қуаты 5 МВт-тан аспайтын СЭС-терді айтады. Латвия және Швецияда 2 МВт-қа дейінгі СЭС-тер ал Греция Португалия және Ирландияда 10 МВт-қа дейінгі СЭС-тершағын деп аталады. Жалпы Еуропалық шағын гидроэнергетика ассоциациясының анықтамалығымен шағын СЭС деп 10 МВт - қа дейінгі станцияларды санайды [1].

Қазақстан Республикасындақондырылған қуаты 1-ден 50 МВт-қа дейінгі СЭС-лары шағын деп аталады [2].

Шағын СЭС-тердің жіктелуі төмендегідей:

а) шағын СЭС – қуаты 1-дан 50 МВт-ке дейін;

ә) мини-СЭС – қуаты 0,1-дан 1 МВт-ке дейін;

б) микро-СЭС – қуаты 0,1 МВТ-ке дейін.

Су арыны бойынша СЭС-терді жіктеу келесідей болады:

– Төменгі арынды Н<20 м;

– Орта арынды Н=20+75 м;

– Жоғары арынды Н>75 м.

Шағын СЭС-терді жұмыс режимі бойынша жіктеу келесідей: энергожүйемен қатар жұмыс жасайтын, жеке тұтынушымен жұмыс жасайтын, басқа энергия көзімен бірге жеке тұтынушымен жұмыс жасайтын (мысалы дизельді немес жел электр станциялары).

Автоматтандыру деңгейі бойынша: жартылай автоматтандырылған (кезекші персоналмен бірге істейтін) автоматтандырылған (кезекші персоналсыз жұмыс істейтін).

Құрастыру шарттары бойынша: тұрақты оңтайлы (микроСЭС).

Шағын СЭС-ті қолдану аясын көрсету үшін төмендегі кесте шағын СЭС-тердің қуаттарыменшамалас электр энергиясының тұтынушылары келтірілген.

2.2 кесте - Шағын СЭС қуатымен шамалас тұтынушылар

200 адам барлді мекен	100 кВт
Жылына 25мың т. нанжасайтын наубайханалар	250 кВт

өнімділігі 100 мың $м^3$ ағаш тілетін зауыт	500 кВт
Жылына 100мың темірбетонөнімдерін шығаратын зауыт	1000 кВт
4 мың га жерді суармалау	10000 кВт

3 Шағын су электр станциясын жобалау

3.1 Жалпы ережелер

Шағын СЭС-ті жобалауда кейбір ерекшеліктері бар шағын СЭС-ті жобалаудағы негізгі ережелері:

– Шағын СЭС толығымен автоматтандырылған болу керек және тұрақты персоналсыз жұмыс істеу керек Бұл эксплуатациялық шығындарды азаюы және қызмет бөлмелерінен бастарту арқылы қаржы жұмсалымының төмендеуіэкономикалық тиімділігін арттырады;

– Жобалау жүйеленген жобалық шешімдермен жүруі тиіс,

– Жобалау жүйеленуді пайдалану арқылыбір сатыда жүру тиіс.

– Шағын СЭС-тіңсалынуын техникалық-экономикалық есептеулер арқылы дәлелденген кейін жұмыс жобасы орындалады.

3.2 Шағын су электр станциясы сұлбалары

Су арынын жасауына байланысты шағын СЭС-терді бөгеттік деривациялық аралас (бөгеттік-деривациялық) және дайын арын жасау көзі бар (каналдар сарқырамасы, сумен жабдықтау жүйесінде және т.б.) деп бөледі.

Бөгеттік сұлбалар.

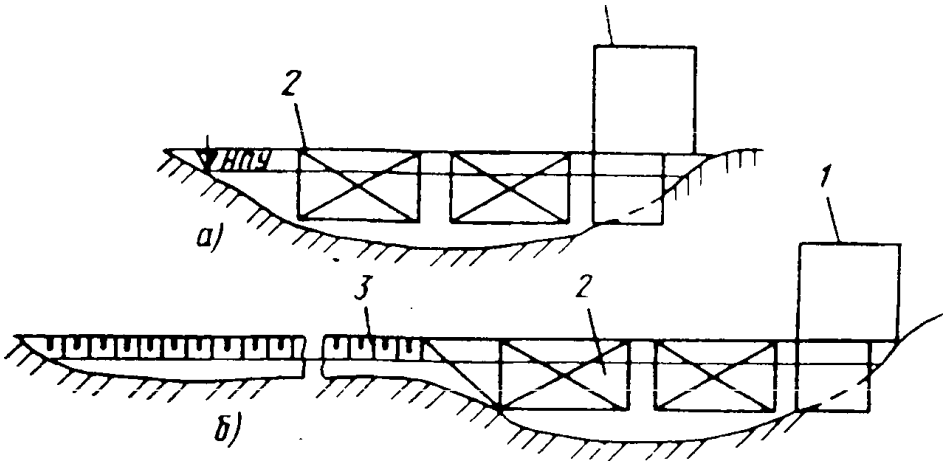
Бөгеттік сұлбалар шағын өзендерді энергетикалық пайдалануда жиі таралған сұлбалардың бірі болып табылады.

Бөгеттік сұлба өзеннің аңғарларының түріне жәнесу арынына байланысты 2 нұсқада пайдаланылады:тірек деңгейінің өзен аңғарына шығатын жолынсыз және шығатын жолымен.

Кең өзен алқабымен ағатын және терең ойылған арналармен ағатын өзендерге тірек деңгейін қалыпты өзеннің тірегісалған кезде ағып өтетін басты арнасынан шығып кетпеу үшін таңдау керек (3.1 сурет, а). Мұндай сұлбаларға су арыны аз (1,5 – 4,5 м кейде 6-10 м) және аз қуатты станция (бірнеше жүз кВт-тан 1-2 мың кВт-қа дейін) тиесілі.

Бөлек орналасқан СЭС-тердің су арынының аздығына байланысты шағын өзендерді пайдалануда көп сатылы каскадтар 3-6 және одан да көп каскадтағы СЭС-тер тиімді болып табылады. Каскадтардың арқасында су арындарының қосындысы 20-50 м етіп қолдануға болады.

Салыстырмалы түрде кең емес терең ойылған арнасы және нашар жетілген арнасы бар жазықтағы өзендерде апталық немесе маусымдық реттелуі болатын су қоймасы алқабқа шығысы бар (су басу) СЭС салу тиімді (3.1 сурет, б).



а – тірек деңгейініңарнаға шығатын жолынсыз; б – арнаға шығатын жолымен; 1 – СЭС ғимараты; 2 – суағызғыш бөгет; 3 – қалың бөгет

3.1 сурет - Шағын СЭС-тің бөгеттік сұлбалары

Мұндай сұлбалар өзендердің толық өзіндік табиғи ағынын жыл ішінде айтарлықтай ауытқитын шығындары болса да пайдалануға жол береді Бұл сұлбаның кемшілігі шаруашылық бағалы жерлерді су басу және бөгет биіктігі мен ұзындығы өсуінен құрылыс жұмыстары көлемі мен бағаларының артуы болып табылады [2].

Шағын СЭС каскадының реттелетін сыйымдылығын өзеннің жоғарғы ағысында орналастырған дұрыс себебі су басы зардабы бұл жерлерде аз Ал қалған каскад сатылары 3.1 сурет а сұлбасындай орналастырылады.

Деривациялық және аралас бөгетті-деривациялық сұлбалар

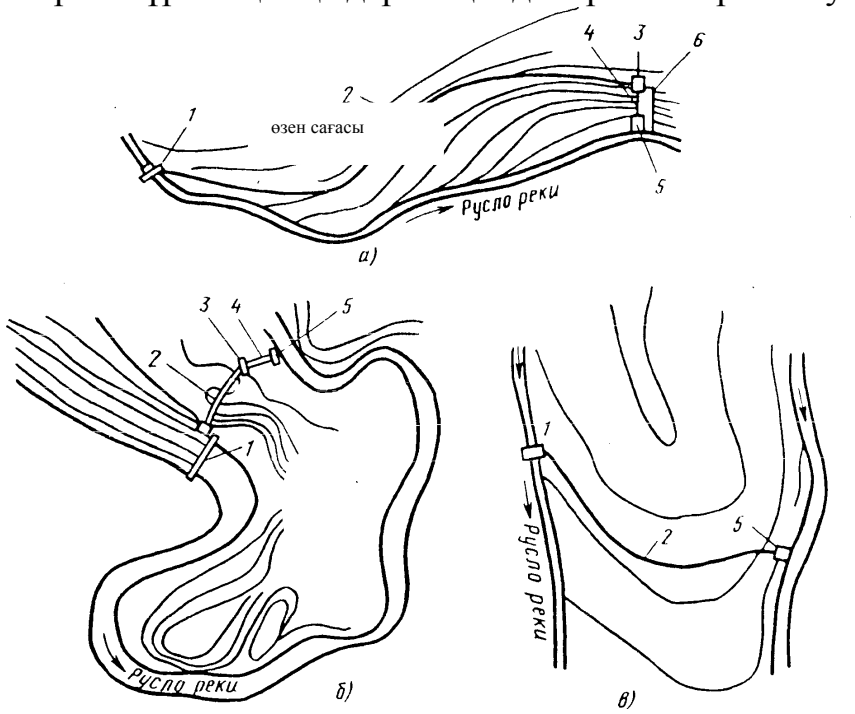
Деривациялық және аралас сұлбалар таулы аймақтарда және тау етектерінде шағын СЭС-ларын салу кезінде кең қолданылады.

Деривациялық станциялар келесідей болуы мүмкін:

а) Өзен бойындағы деривация – мұндай сұлбалар ағын жылдамдығы және еңісі тым жоғары болған кезде қолданылады (3.5 сурет, а). Мұндай сұлбамен тек қана станциялар емес сонымен қатар СЭС каскадтары салынды Мысал ретінде Үлкен Алматы өзенінің бойында орналасқан Алматы СЭС каскадтары.

б) Өзен арнасының түзетілуіндегі деривация (3.5 сурет, б) . Бөлек орналасқан өзен айналмаларын түзеткен кезде біршама үлкен СЭС арынын тіпті аздап еңісі бар өзенде алуға жол береді.

в) Суды бір өзеннен екінші өзенге өткізу 3.5 –сурет, в. Бұл сұлбаларды көрші орналасқан өзендерді биік емес қысқа суайырық бөліп жатқанда және биіктік бойынша деңгейлері әр түрлі болғанда қолданады. Бұл жағдайда екі өзенді байланыстырып тұрған қысқа деривацияда біршама арын алуға болады.



а – өзен бойындағы деривация; б – өзен түзетілуіндегі деривация; в – суды бір өзеннен екінші өзенгеөткізу; 1 – басты түйін; 2 – деривация; 3 – арын бассейні; 4 – арын құбырлары; 5 – СЭСғимараты; 6 – бос жүріс түсіруі

3.2 сурет - Деривациялық шағынСЭС-тердің сұлбалары

Мысал ретінде Ресейде Ставрополь өлкесінде орналасқан Сторожев СЭС (қуаты 0,88 МВт) айтуға болады. Бұл станцияда ұзындығы шамамен 3 км деривацияда 31 м арын алынған.

Аралас (бөгетті-деривациялық) сұлбаларда басқарылатын су қоймаларын жасауға болады. Өзен бастарында және салаларында су қоймалар салу арқылы судың ағынын басқаруға болады Ал өзеннің төменгі жақтарында деривациялық СЭС каскадын салады.

Бірақ, су қоймаларында лайлануға қарсы шаралар жасалу керек.

Дайын арын жасау көзі бар шағын СЭС сұлбасы

Дайын арын жасау көзі бар шағын СЭС-тің жармасы ретінде энергетикалық емес мақсатта қолданылатын су қоймаларын әр түрлі мақсатта қолданылатын канал сарқырамаларын сумен жабдықтау жүйелерінің құбырларын пайдалануға болады. Бұл жарналардың гидроэнергетикалық мүмкіндігі шағын СЭС қолданатын жалпы мүмкіндіктің маңызды бөлігін алады. Арынды жасау әдістеріне байланысты мұндай шағын СЭС-ларын не

бөгеттік не деривациялық түріне жатқызуға болады Бірақ бұлардың энергетикалық емес гидротүйіндерінің орналасуы өзіндік ерекшеліктері бар.

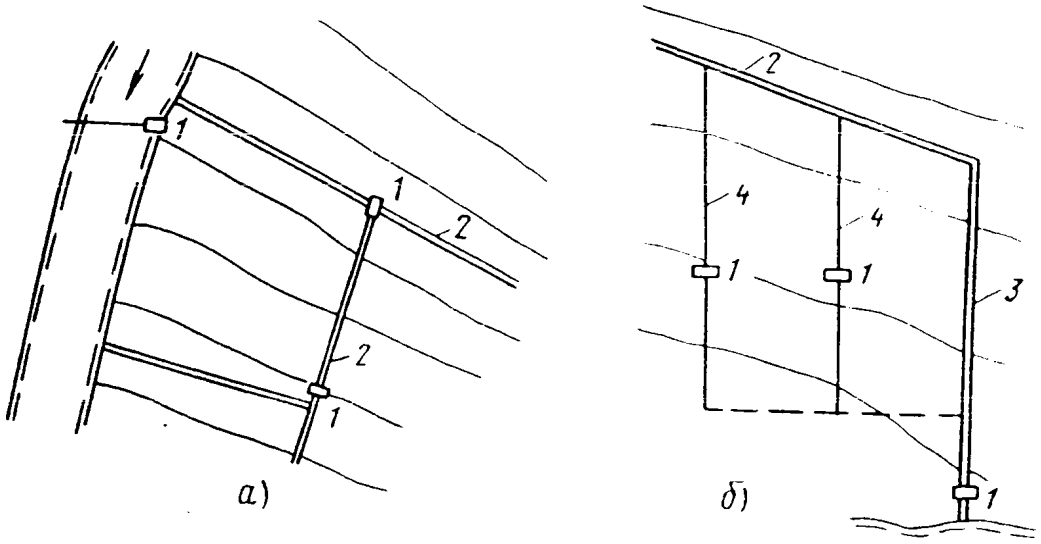
Жарналардың көптүрлілігін ескере отырып жеке мысалдарда қолданудағы көрсетумен шектелеміз.

3.3 суретте шағын СЭС-тің суармалы каналда орналасу сұлбасы көрсетілген.

Шағын СЭС-тің бас торапта және магистральді каналдың бас бөлігінде орналастыру дұрыстау болады (3.3 суре а). Мұндай СЭС-тер жыл бойы суармалы жүйені қолданылуына ешқандай әсерін тигізбей жұмыс жасай алады.

Шағын СЭС-терді тарату каналдарының сарқырамаларында салуға болады (3.3 сурет б).

Жоғарыдағы айтылған сөздерге қарай отырып, шағын СЭС-тердің салу сұлбалары өте көп тиімді сұлбасын тандау тиісті техникалық пен экономикалық дәлелдемелер керек.



а - бас торапта және магистральді каналдың бас бөлігінде; б - тарату каналдарының сарқырамаларында; 1 – шағын СЭС; 2 – магистральді канал; 3 – бос жүріс түсіруі; 4 – тарату каналы

3.3 сурет - Суармалы каналдарда шағын СЭС-тің орналасу сұлбасы

3.3 Шағын СЭС-тің негізгі параметрлерін анықтау

Шағын СЭС-тің негізгі энергетикалық параметрлері орнатылған қуат және гидроагрегат саны электр энергиясының жылдық өндірімі есептік арын есептік шығын болып табылады.

Жалпы шағын СЭС-те қондырылған қуатты энергоэкономикалық есептеулер негізінде анықтайды.

СЭС-тің қондырылған қуатын кепіл (қамтамасыз етілген) қуатын $N_{кеп}$ резервтік қуатын $N_{рез}$ және маусымдық қуатын $N_{сез}$ есепке ала отыра анықтайды.

Негізгі шағын СЭС параметрі - станция арыны $H_{СЭС}$ м жоғары бьеф деңгейінен (ЖБД) төменгі бьеф деңгейін (ТБД) одан тармақ жолының арын шығынын Δh алу арқылы анықталады:

$$H_{СЭС}=ЖДБ – ТДБ – Δh. \quad (3.1)$$

Жоғары бьефтегі су деңгейі су қоймадағы деңгейдің өзгеру графигі бойынша ал төменгі бьефі – төменгі бьефке түсетін су шығынымен Q=f(z) қисығымен анықталады.

СЭС-тің есептік арыны $H_р$ м ретінде орташа мәнімен өлшенген арынның таза салмағы алынады:

$$H_{орт.өлш} = \frac{\sum H_i N_i t_i}{\sum N_i t_i}. \quad (3.2)$$

$H_р$ мәні гидротурбина таңдаған кезде айқындалады.

СЭС қуаты кВтәрбір t_i уақыт моментінде төмендегі формуламен анықталады:

$$N_i=9,81\ Q_i H_i \eta_a . \quad (3.3)$$

мұндағы H_i - уақыт моментіндегі арын м; Q_i – СЭС шығыны, $м^3/с$; η_a - гидроагрегаттың орташа пайдалану ПӘКі шағын СЭС үшін ол 8-ге тең.

Ары қарай электр энергиясының жылдық өндірімін санап алыпжобаланып жатқан шағын СЭС қаржы салымдарын және ұсталымдарын ауыстырылып жатқан электр станциясының қаржы салымдары мен ұсталымдарымен салыстырып қарайды. Маусымдық қуаттың таңдау үшін жүргізілетін экономикалық есептеу шағын СЭС-тің есептік шығыны мен ауыстырылып жатқан станцияның кез келген интервалындағы $ΔN_{маус}$ мәндерін салыстырудан тұрады.

Шығынның жыл сайынғы үстелуі :

$$ΔЗ_{СЭС}=E_н ΔК_{СЭС}+ΔИ_{СЭС}=(E_Н + р)ΔК_{СЭС} . \quad (3.4)$$

мұндағы $E_Н$ – салыстырмалы эффективтіліктің нормативті коэффициенті;

р – қаржы салымдарының жылдық ұсталымы.

3.4 Шағын су электр станциясының энергетикалық жолының құрылыстары

Гидроагрегаттардың бірлік қуатының кең диапазоны (100 кВт – 30 МВт) бір типті турбиналарға әр түрлі шешім береді. Мысалы қуаты 100-300 кВт СЭС гидроагрегаты құбыр үстіндегі моноблоктар ретінде жасауға болады. Сол сияқты 5-10 қуаты МВт шағын СЭС үлкен СЭС-терден ешқандай айырмашылық жасамайды және мұнда да дәл сондай конструкциялық шешімдер қабылданады.

Төменгі арынды (Н≤10 м) және аз шығынды (5-20м^3/с) шағын СЭС үшін тібұрышты камерадағы қалақайлы гидротурбина жарайды.

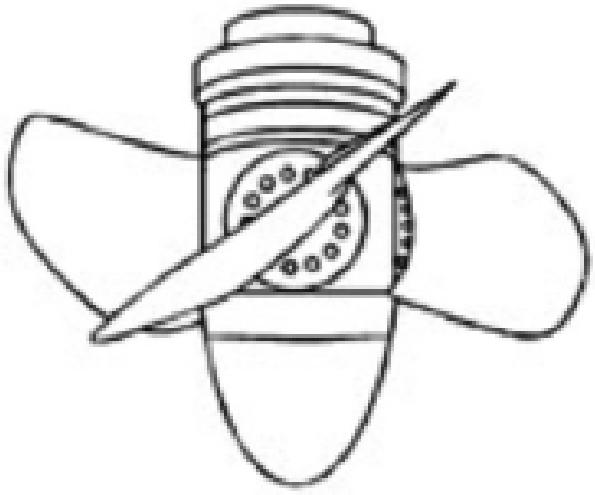
Арыны 10-20 м аралығындағы өте экономикалық болу үшін горизонталды біліктік гидротурбинамен машина залына вертикалды генераторы бар шағынСЭС жасаған дұрыс.

Төменгі арынды гидроагрегат шығыны 20-40 м^3/с шағын СЭС-тер үшін горизонталды «құбырлы» гидротурбина жасағандұрыс. 20 м және одан да жоғары арындарүшін радиалды-біліктік гидротурбина орнатылады.

Турбина – суағынының кинетикалық энергиясын механикалық энергияға айналдыратын механикалық құрылғы. Турбина генераторды айналдырады. шағын СЭС турбиналарының сан алуан түрлері бар.

Шағын СЭС үшін келесі типті турбиналар жасалады: тік біліктік көлденең S тәрізді біліктік тік радиалды-біліктік көлденең радиалды-біліктік көлденең шөміштік.

Каплан турбинасы қалақтарының көлбеулік бұрышын өзгерте алады (3.7 сурет). Бұл турбинаның өткізу қабілетін жоғарылатады турбина арыны 1,5-80 м үшін қолданылады. Генератор турбинаға тікелей редуктор арқылы қосылады. Басқа турбиналармен салыстырғанда Каплан турбинасының жүйріктігі жоғары болып табылады. Каплан турбиналарын сорғыш құбырлармен қамтамасыз етеды.



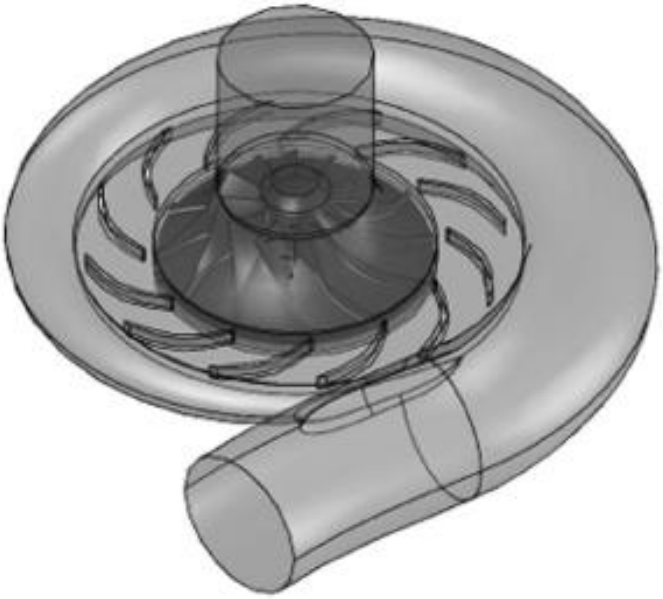
3.4 сурет - Каплан турбинасы

Френсис турбинасы немесе радиалды-біліктік турбина арыны 10м-ден жоғары болғанда қолданылады. Генератор турбинаға тікелей редуктор арқылы

қосылады. Френсис турбинасына су дөңгелектің сыртқы жағынан арқылы кіреді және қозғалыс радиус бойымен центрге қарай жүреді 3.7 сурет. Қалақтары арасынан өткеннен кейін су роторды айналдыру арқылы оған энергия береді. Дұрыс әрі бірқалыпты сужіберу үшін жұмыс істейтін дөңгелекті спираль камераға енгізеді(3.6 сурет)



3.5 сурет - Радиалды-біліктіктурбина Френсис турбинасы



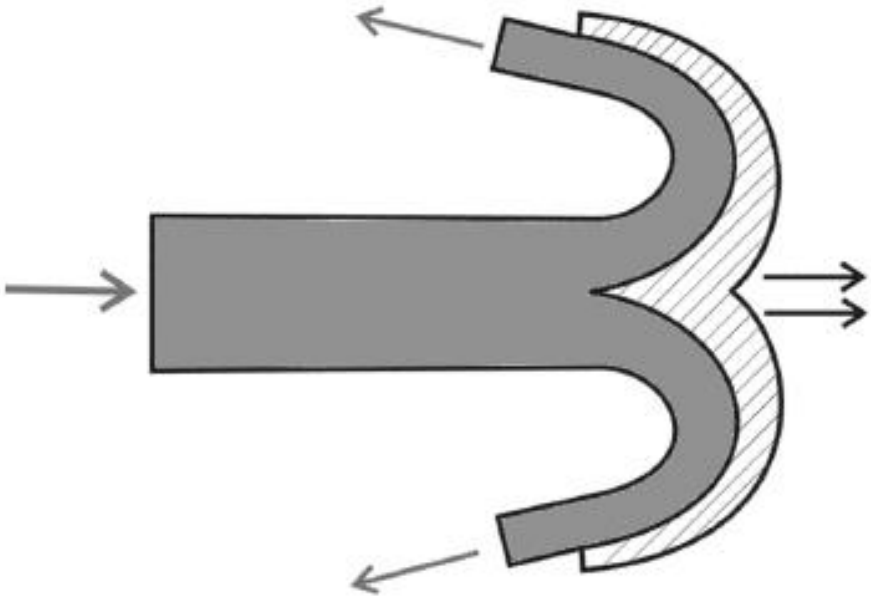
3.6 сурет - Радиалды-біліктік турбинаның спиральді камерасы мен бағыттаушы аппарат

Пельтон турбинасы немесе көлденең шөміштік қалған турбиналарға қарағанда сирек кездеседі (3.7 сурет).



3.7 сурет - Көлденең шөміштік турбинасы (Пельтон турбинасы)

Бұл турбиналарда профильді қалақшалар қолданылады яғни судың ағынына байланысты қозғалыс бағытын жай өзгертеді арыны 50 м-ден жоғары кезде қолданылады. Су ағыны құбыр арқылы турбинаның ойыс шөміш бетімен өтеді де өз бағытын кере бағытқа өзгертеді (3.8 сурет) турбинаның шөміштерін қосарланған түрде істейді.



3.8 сурет - Шөміш сұлбасы

Гидрогенератор гидроагрегаттың айналу білігінің механикалық энергиясын электр энергиясына айналдыратын электр қондырғысы. Әдетте шағын су электр станцияларында тік, көлденең және біліктің қиғаш орналасқан синхронды генераторлар орналасады.



3.9 сурет - Гидрогенераторлар

Шағын су электр станцияларында 2 түрлі генератор жұмыс істейді. Олар:

- асинхронды үшфазалы айнымалы ток генераторы;
- синхронды үшфазалы айнымалы ток генераторы.

Гидрогенераторлар көлденең тік және қиғаш болып орналасады.

Гидрогенератордың басты параметрлері болып электр қуаты айналу жилігі және шығысындағы кернеу болып табылады. Гидрогенератордың толық қуаты, кВА

$$S = 1{,}73UI\,, \qquad (3.5)$$

мұндағы U – шығысындағы сызықтық кернеуі; I – статордың фазалық тогы А.

Гидрогенератордың активті қуаты кВт

$$P_г = Scos\varphi\,, \qquad (3.6)$$

мұндағы $cos\varphi$ – гидрогенератордың қуат коэффициенті.

Гидрогенератордың айналу жиілігін синхронды айналу жиілігінің санынан таңдайды:

$$n_c = \frac{3000}{2p}, \quad (3.7)$$

мұндағы p – гидрогенератордың полюстарының жұп саны.

Бұл айналу жиілігі гидроагрегат сенімді және үнемді жасау үшін гидротурбинаның оңтайлы жиілігіне жақын жақын.

Шағын СЭС жұмыс істеу үшін гидрогенератор кернеуі 10,5 немесе 6,3 кВ-қа тең деп алу керек ал өте кіші гидрогенераторларға 0,4 кВ алу керек (3.9-сурет).

Гидрогенератордың мөлшерін білу үшін дизельді электр станцияларының сериялық генераторларының қолдануына назара аудару керек мұндай кезде бұл біріншіден генератор аламыз, екіншіден сериялық болған үшін оның құнын азайтамыз.

Көлденең сериялы гидрогенераторлар жилігі етіп 250, 500, 750, 1000 және 1500 айн/мин алады бұл үлкен айналу жиіліктері шағын қуат пен үлкен арындарға байланысты. Аз арынды гидрогенераторлардың айналу жиілігі 125-300 айн/мин тең.

Тік орналасқан аз арынды гидротурбиналар үшін шағын сериялы жасалған гидрогенераторлар қолданылады бұл гидрогенераторлардың әдетте үлкен СЭС-тің генераторларынан айырмашылығы вентиляция жүйесі болып табылады.

Энергожүйеде жұмыс жасайтын шағын СЭС-тер үшін электр қондырғыларының бағасын азайту мақсатында асинхронды генераторлар қолданылады Олар жасалау және қолдану кезінде өте қарапайым болып келеді.

Гидрологиялық режімнің өзгеруі және аумақты су басуы су көлемінің гидрохимиялық режімінің өзгеруіне әкеледі. Су көлемінің жоғарғы салалары өзен ағындарынан түсетін табиғи заттармен қанығады ал төменде – ағыс жылдамдығы төмен болғандықтан минералды заттар түбінде қалып нашарлайды Сонымен Волга ағындарын реттеу нәтижесінде Каспий теңізіне минералды заттардың түсуі үш есе азаяды Дона және Азов теңіздерінің ағын шарттары өзгереді, бұл Азов және Қара теңіздерінің су алмасуының өзгеруіне және Азов теңізінің тұз құрамының өзгеруіне әкеледі. Жоғарғы және төменгі салаларда судың газ алмасуы және газ құрамы өзгереді Арналы режімдердің өзгеруі нәтижесінде су қоймаларында қоқыстар пайда болады.

4 Қазақстандағы шағын гидроэнергетика жағдайы

Қазақстанның оңтүстік және шығыс бөліктеріндегі тау рельефтерінің болуына байланысты гидроэнергетикалық потенциалы өтежоғары. Шығыс және солтүстік аймақтағы Ертіс өзені батыстағы Жайық өзені, оңтүстіктегі Сырдария өзені мен Балқашкөлі СЭС салуға өте қолайлы жерлер болып табылады.

Қазақстанда шағын СЭС өте қарқынды дамып жатыр Қазақстандағы шағын СЭС-терге жеке тоқталып кетейік.

4.1 Алматы облысының шағын су электр станциялары

Алматы облысында төмендегідей шағын СЭС-тері орналасқан:

1) Алматы СЭС каскады. Алматы каскады Үлкен және Кіші Алматинка өзендерінің бойында орналасқан 11 кіші СЭС-тердің жиынтығы. Жалпы қуаты – 49,15 МВт.;

2) Қаратал СЭС каскады. Алматы облысы Қаратал өзенінің бойында орналасқан Қазіргі таңда 4 жасап және бірнеше жобаланып жатқан шағын СЭС-терден тұрады:

- СЭС-1 Қуаты – 10,08 МВт орташа жылдық өндірімі 50 млн.кВт.сағ. Есептік арыны 46,2 м.
- СЭС-2 Қуаты– 4 МВт, орташа жылдық өндірімі 19,5 млн.кВт.сағ.
- СЭС-3 Қуаты– 4,4 МВт.
- ГЭС-4 Қуаты- 3,5 МВт.

3) Есік каскады. Еңбекшіқазақ ауданы Есік өзенінің бойында орналасқан. 3 СЭС-тен тұрады(көрінісі 4.1 суретте көрсетілген):

- СЭС-1 Қуаты – 4 МВт Салынып жатыр;
- СЭС-2 Қуаты – 5,1 МВт орташа жылдық өндірімі 25 млн.кВт.сағ.;
- СЭС-3 Қуаты -1 МВт орташа жылдық өндірімі 7 млн.кВт.сағ.;

4) Талғар СЭС-і Талғар өзенінің бойында орналасқан Қуаты – 3,2 МВт.;

5) Ақсу СЭС-і Ақсу өзенінің бойында орналасқан Қуаты – 2 МВт.;

6) Антонов СЭС-і Лепсі өзенінің бойында орналасқан Қуаты – 1,6 МВт. Орташа жылдық өндірімі – 11 млн кВт. сағ;

7) Мелис Рысбеков атындағы Сарканд СЭС-і Сарканд өзенінің бойында орналасқан Қуаты – 0,5 МВт. орташа жылдық өндірімі 2,58 млн. кВт.сағ.

4.2 Қазақстандағы басқа су электр станциялары

Қазақстанда орналасқан су электр станциялары төмендегідей:

1) Ленингор каскады. Шығыс Қазақстан облысында Громотуха және Тихая өзендерінің бойында орналасқан. Қуаты 11,78 МВт екі жұмыс жасап тұрған СЭС-тен тұрады.

2) Мерке каскады. Жамбыл облысы Мерке ауданы Мерке өзенінің бойында орналасқан 3СЭС-тен тұрады:

- СЭС-1 Қуаты – 0,62 МВт орташа жылдық өндірімі 3,2 млн.кВт.сағ;
- СЭС-2 Қуаты – 1,5 МВт орташа жылдық өндірімі 7,45 млн.кВт.сағ;
- СЭС-3 Қуаты -1,5 МВт орташа жылдық өндірімі 6,5 млн.кВт.сағ.

3) Сергеев СЭС-і Ишим өзенінің бойында орналасқан. Қуаты – 2 МВт;

4) Тас-Өткел СЭС-і Жамбыл облысы Шу ауданы Шу өзенінің бойында орналасқан. Қуаты – 9,2 МВт. Орташа жылдық өндірімі – 45,6 млн. кВт. сағ;

5) Зайсан СЭС-і Қуаты – 2 МВт;

6) Успен СЭС-і Қуаты – 2,5 МВт. Орташа жылдық өндірімі – 4,55 млн кВт. сағ;

7) Георгиев СЭС-і Қуаты – 1,7 МВт;

8) Үржар СЭС-і Қуаты – 0,175 МВт;

9) Қошқар-Ата СЭС-і Оңтүстік Қазақстан облысы Сарыағаш ауданы Келес өзенінің бойында орналасқан. Қуаты – 1,3 МВт орташа жылдық өндірімі – 6 млн. кВт. сағ;

10) Қарақыстақ СЭС-і Жамбыл облысы Тұрар Рысқұлов ауданы Қарақыстақ өзенінің бойында орналасқан. Қуаты – 2,3 МВт Орташа жылдық өндірімі – 9,78 млн. кВт.сағ;

11) Нұра СЭС-і Қарағанды облысы Бұхаржырау ауданы Нұра өзенінің бойында орналасқан Қуаты – 0,7 МВт.

4.3 Болашақта салынатын Алматыдағы шағын су электр станциялары

Алматы облысында 2015 жылға дейін 2 шағын су электр станциясы салынайын деп жатыр. Олар мыналар:

1) Чиже СЭС каскады Қуаты – 49,6 МВт Орналасатын жері Алматы облысы Ескелді ауданы Чиже өзені;

2) Борохудзир СЭС каскады Жалпы қуаты -10 МВт. Алматы облысы Панфилов ауданы Борохудзир өзенінің бойында орналасқан. 3 деривациялық СЭС-тен тұрады:

- СЭС-1. Қуаты – 6,1 МВт. Орташа жылдық өндірімі - 42,67 млн. кВт.сағ.
- СЭС-2. Қуаты – 1,8 МВт. Орташа жылдық өндірімі – 12,45 млн. кВт.сағ.
- СЭС-3 Қуаты – 2,1 МВт. Орташа жылдық өндірімі – 14,73 млн. кВт.сағ.

Алдағы уақытта Қазақстанда көптеген шағын СЭС салыну жобалануда.

5 Электрлік бөлігі

5.1 Қуаттар балансын есептеу

Бастапқы мәліметтер

1) Генераторлардың саны және қуаты МВт –2х25.
2) Ө.М. шығыны % – 2.
3) ТКТҚ номиналды кернеуі кВ – 10,5.
4) ЖКТҚ номиналды кернеуі кВ – 220.
5) Қ.Т. қуаты МВТ – 400.
6) Желілер саны және ұзындығы nх1 км – 2х25.

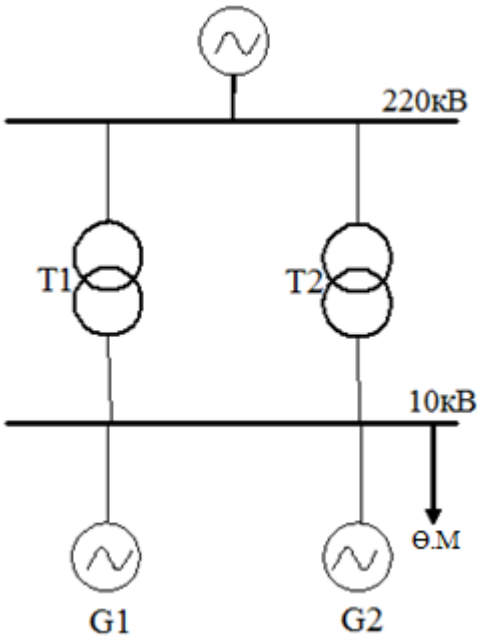
5.1 кесте - Аз қуатты СЭС-тің жұмыс істеу уақыты

Уақыт	0-11	11-19	19-24
Қыс	90%	100%	90%
Жаз	70%	80%	70%

5.2 кесте - Есептеу графикалық жұмыстың берілгені бойынша генератордың түрінжәне қоздыру жүйесін таңдау

Гидрогене-ратордың түрі	Номиналды қуаты		Cos Ψ	Асқын өтпелі индуктивті кедергі X”d	Қоздырғыш	Салқындату		Бағасы, мың
	Толық МВА	Активті МВт				Статордың орамы	Ротордың орамы	
ВГС 525/110-24	29,4	25	0,85	0,18	М	В3	В3	

ВГС - синхронный вертикальный гидрогенератор



5.1 сурет - Станцияның құрылымдық сұлбасы

Қалыпты режимде 1-ші нұсқаушін жүктемелердің қуаттар балансын құрастыру

1) G1, G2 генераторының әрбірінің режимдері, МВт.

Қыс

$$P_{G1}^{0-11} = \frac{50 \cdot 90\%}{100\%} = 45 MBm;$$

$$P_{G1}^{11-19} = \frac{50 \cdot 100\%}{100\%} = 50 MBm;$$

$$P_{G1}^{19-24} = \frac{50 \cdot 90\%}{100\%} = 45 MBm.$$

Жаз

$$P_{G1}^{0-11} = \frac{50 \cdot 70\%}{100\%} = 35 MBm;$$

$$P_{G1}^{11-19} = \frac{50 \cdot 80\%}{100\%} = 40 MBm;$$

$$P_{G1}^{19-24} = \frac{50 \cdot 70\%}{100\%} = 35 MBm.$$

Электр станцияларындағы электр энергияны өндірудің айнымалы графигі кезінде өзіндік мұқтаждықтың қуат шығынын анықтауға болады.

$$P_{O.M} = (0{,}4 + 0{,}6 \cdot \frac{P_i(t)}{P_{белг}}) \cdot P_{о.м.\max}; \qquad (6.2)$$

мұндағы $P_i(t)$ - t уақытта станцияның шинаға беретін қуаты, МВт;

$P_{белг}$ - станцияның белгіленгенқуаты , МВт;

$P_{о.м.\max}$ - өзіндік мұқтаждардыңмаксималды қуаты,

2) G1,G2 генераторларының әрбірінің ө.м. жүктемесі, МВт.

Қыс

$$P_{G1,G2}^{0-11} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{45}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}94 МВт;$$

$$P_{G1,G2}^{11-19} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{50}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 1 МВт;$$

$$P_{G1,G2}^{19-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{45}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}94 МВт.$$

Жаз

$$P_{G1,G2}^{0-11} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{35}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}82 МВт;$$

$$P_{G1,G2}^{11-19} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{40}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}88 МВт;$$

$$P_{G1,G2}^{19-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{35}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}82 МВт.$$

3) Т1,Т2 трансформаторларының әрбірінен өтетін қуаты, МВт.

Қыс

$$P_{T1}^{0-11} = 45 - 0{,}94 = 44{,}06 МВт;$$

$$P_{T1}^{11-19} = 50 - 1 = 49 МВт;$$

$$P_{T1}^{19-24} = 45 - 0{,}94 = 44{,}06 МВт.$$

Жаз

$$P_{T1}^{0-11} = 35 - 0{,}82 = 34{,}18 MBm;$$

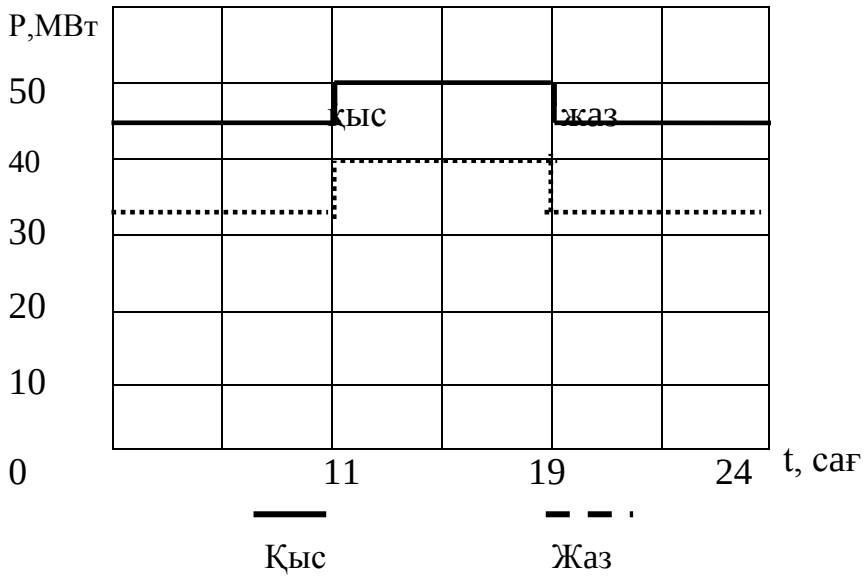
$$P_{T1}^{11-19} = 40 - 0{,}88 = 39{,}12 MBm;$$

$$P_{T1:}^{19-24} = 35 - 0{,}82 = 34{,}18 MBm.$$

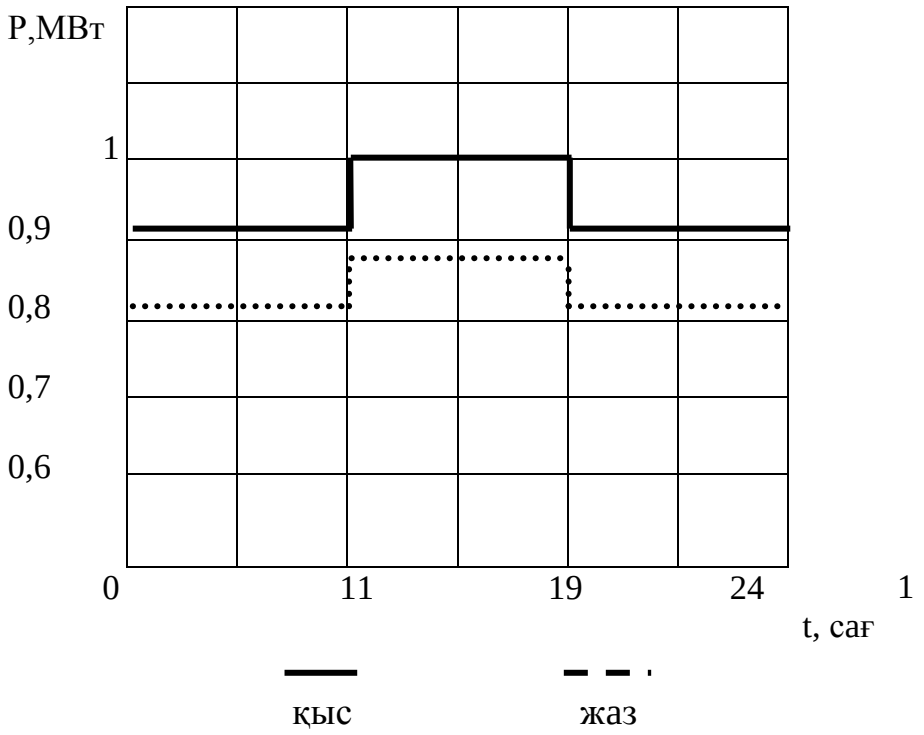
5.3 кесте - 1-ші нұсқа үшін қалыпты режимдегі қуат балансы кестесі

Анықталатын параметр	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-11	11-19	19-24
1. G1, G2генераторының режимдері, МВт.	Қыс Жаз	45 35	50 40	45 35
2. G1, G2генераторларының ө.м. жүктемесі, МВт.	Қыс Жаз	0,94 0,82	1 0,88	0,94 0,82
3. Т1, Т2трансформаторынан өтетін қуат, МВт.	Қыс Жаз	44,06 34,18	49 39,12	44,06 34,18

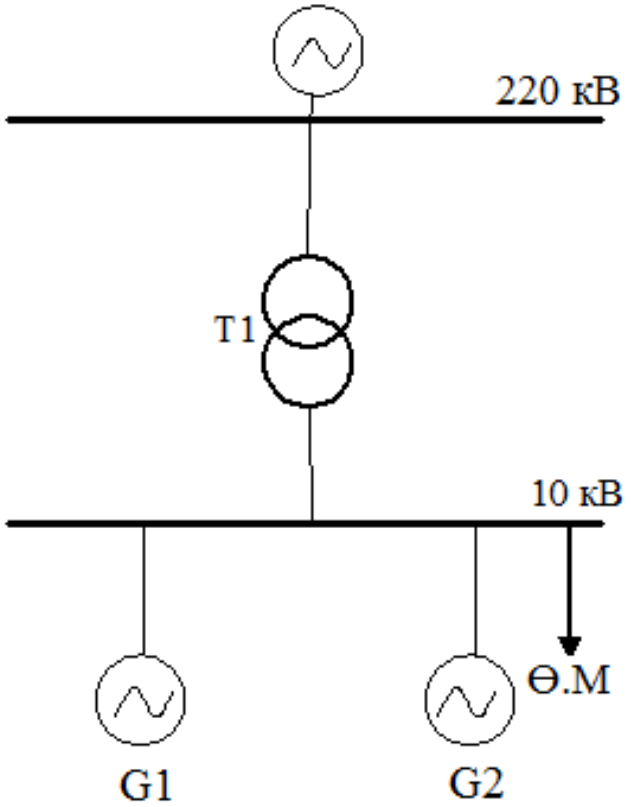
Генератордың қуаты мен кернеуіне график тұрғызамыз:



5.2 сурет – Генератордың режимдерінің графигі



5.3 сурет – Генератордың өзіндік мұқтаждар графигі



5.4 сурет - Станцияның құрылымдық сұлбасы (2-ші нұсқа)

Қалыпты режимде 2-ші нұсқаүшін жүктемелердің балансын құрастыру.

1) G1, G2 генераторының әрбірінің қуаттарын өндіру, МВт.

Қыс

$$P_{G1}^{0-11} = \frac{50 \cdot 90\%}{100\%} = 45MBm;$$

$$P_{G1}^{11-19} = \frac{50 \cdot 100\%}{100\%} = 50MBm;$$

$$P_{G1}^{19-24} = \frac{50 \cdot 90\%}{100\%} = 45MBm.$$

Жаз

$$P_{G1}^{0-11} = \frac{50 \cdot 70\%}{100\%} = 35MBm;$$

$$P_{G1}^{11-19} = \frac{50 \cdot 80\%}{100\%} = 40MBm;$$

$$P_{G1}^{19-24} = \frac{50 \cdot 70\%}{100\%} = 35MBm.$$

2) G1,G2 генераторларының әрбірінің ө.м. жүктемесі, МВт.

Қыс

$$P_{G1,G2}^{0-11} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{45}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}94MBm;$$

$$P_{G1,G2}^{11-19} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{50}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 1MBm;$$

$$P_{G1,G2}^{19-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{45}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}94MBm.$$

Жаз

$$P_{G1,G2}^{0-11} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{35}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}82MBm;$$

$$P_{G1,G2}^{11-19} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{40}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}88MBm;$$

$$P_{G1,G2}^{19-24} = (0.4 + 0.6 \cdot \frac{35}{50}) \cdot \frac{2\%}{100\%} \cdot 50 = 0{,}82 MBm .$$

3) Т1,Т2 трансформаторларынан өтетін қуат, МВт

Қыс

$$P_{T1}^{0-11} = 45 - 0{,}94 = 44{,}06 MBm ;$$

$$P_{T1}^{11-19} = 50 - 1 = 49 MBm ;$$

$$P_{T1}^{19-24} = 45 - 0{,}94 = 44{,}06 MBm .$$

Жаз

$$P_{T1}^{0-11} = 35 - 0{,}82 = 34{,}18 MBm ;$$

$$P_{T1}^{11-19} = 40 - 0{,}88 = 39{,}12 MBm ;$$

$$P_{T1:}^{19-24} = 35 - 0{,}82 = 34{,}18 MBm .$$

4) Т1,Т2трансформаторларының әрбірінен өтетін қуат, МВт.

Қыс

$$P_{T1:T2}^{0-11} = \frac{44{,}06}{2} = 22{,}03 MBm ;$$

$$P_{T1:T2}^{11-19} = \frac{49}{2} = 24{,}5 MBm ;$$

$$P_{T1:T2}^{19-24} = \frac{44{,}06}{2} = 22{,}03 MBm .$$

Жаз

$$P_{T1:T2}^{0-11} = \frac{34{,}18}{2} = 17{,}09 MBm ;$$

$$P_{T1:T2}^{11-19} = \frac{39{,}12}{2} = 19{,}56 MBm ;$$

$$P_{T1:T2}^{19-24} = \frac{34{,}18}{2} = 17{,}09 MBm .$$

5.4 кесте - 2-ші нұсқа үшін қалыпты режимдегі қуат балансы кестесі

Анықталатын параметрлер	Жылдың кезеңі	Уақыты, сағ		
		0-11	11-19	19-24
1. G1, G2 генераторының режимдері, МВт.	Қыс Жаз	45 35	50 40	45 35
2. G1, G2 генераторларының ө.м. жүктемесі, МВт.	Қыс Жаз	0,94 0,82	1 0,88	0,94 0,82
3.Т1, Т2 трансформаторы-нан өтетін қуат, МВт.	Қыс Жаз	44,06 34,18	49 39,12	44,06 34,18
4. Т1,Т2 әрбірінен өтетін қуат, МВт.	Қыс Жаз	22,03 17,09	24,5 19,56	22,03 17,09

5.2 1-ші нұсқа үшін трансформаторларды таңдау

Т1 трансформаторыныңқуаты 3 кестеде келтірілген оны ескере отырып олардың мүмкіндіктерін келесідей режімдермен анықтаймыз:

Қалыпты режим:

$$S_{T1} \geq \frac{P_{T1}}{\cos\varphi_{ном.г.}}\ ; \qquad (5.3)$$

$$S_{номT1} \geq \frac{P_{T1}}{\cos\varphi_{ном}} = \frac{49}{0{,}85} = 57{,}647 MBm\ .$$

Апаттық режимді есептегенде 40%-ды асқын жүктеме мүмкіншілігі ескеріледі:

$$S_{номT1} \geq \frac{P_{T1}}{1{,}4 \cdot \cos\varphi_{ном.г.}}\ ; \qquad (5.4)$$

$$S_{номT1} \geq \frac{P_{T1}}{1{,}4 \cdot \cos\varphi_{ном}} = \frac{49}{1{,}4 \cdot 0{,}85} = 41{,}176 MBA\ .$$

Жоғарыдағы режимдерді ескере отырып анықтамалық кітаптан Т1 -на ТДН-63000/220 трансформаторын таңдаймыз.

5.5 кесте - ТДН-63000/220 трансформаторларының техникалық деректері

Шығын,кВт		$S_{ном}, MBA$	$U_{к.т.}$, %			Заводтық құны, мың теңге
$Р_{б.ж.}$	$Р_{к.т.}$		ЖК-ОК	ЖК-ТК	ОК-ТК	
62	260	63		11,5		5,338

ТДН - трансформатор трехфазный, двухобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла и системой регулирования напряжения под нагрузкой.

5.3 2-ші нұсқа үшін трансформаторларды таңдау

Т1, Т2 трансформаторларының әрбірінің қуаты 5.4 - кестеде келтірілген. Оны ескере отырып олардың мүмкіндіктерін келесідей режімдермен анықтаймыз:

Қалыпты режим:

$$S_{номТ1,Т2} \geq \frac{P_{Т1,Т2}}{\cos\varphi_{ном}} = \frac{24,5}{0,85} = 28,82MBA.$$

Апаттық режимді есептегенде 40%-ды асқын жүктеме мүмкіншілігі ескеріледі:

$$S_{номТ1,Т2} \geq \frac{P_{Т1,Т2}}{1,4 \cdot \cos\varphi_{ном}} = \frac{28,82}{1,4 \cdot 0,85} = 24,218MBm.$$

Жоғарыдағы режимдерді ескере отырып, анықтамалық кітаптан Т1, Т2 ТДН-32000/220 трансформаторын таңдаймыз [5,146 б].

5.6 кесте - ТДН-32000/220кВ трансформаторларының техникалық деректері

Шығын,кВт		$S_{ном}, MBA$	$U_{к.т.}$, %			Заводтық құны, мың теңге
$Р_{б.ж.}$	$Р_{к.т.}$		ЖК-ОК	ЖК-ТК	ОК-ТК	
53	167	32		11,5		3,260

5.4 Екі нұсқаның трансформаторларындағы электр энергиясының жылдық шығынын есептеу

Станцияның географиялық орналасу ауданы Алматы облысы: қыс-190 тәулік, жаз-175 тәулік жылдық балама температура +10С.

Энергия шығынының меншікті құны 0,0115 ш.б./кВтсағ – деп қабылдаймыз.

ТДН-63000/220-У1 *түрдегі Т-1трансформаторындағы энергияның жылдық шығыны*.

Трансформатор болатындағы энергия шығыны:

$$W_{б} = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 62 \cdot 8760 = 543{,}12 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг;$$

Трансформатордың тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_{M} = \frac{P_{K \cdot T}}{S^{2}_{ном} \cdot \cos^{2}\varphi} \cdot (P^{2}_{TP(0-11)^{3\cdot t}(0-11)+(19-24)} \cdot Ку + P^{2}_{TP(11-19)k\cdot t(11-19)k} \cdot Ку + P^{2}_{TP(0-8).ж(0-11)+(19-24).ж} \cdot$$

$$\cdot Жу + P^{2}_{TP(11-19).ж(11-19).ж} \cdot Жу) = \frac{260}{63^{2} \cdot 0{,}85^{2}} \cdot (44{,}06^{2} \cdot 16 \cdot 190 + 49^{2} \cdot 8 \cdot 190 + 34{,}18^{2} \cdot 16 \cdot$$

$$\cdot 175 + 44{,}06^{2} \cdot 8 \cdot 175) = 0{,}09 \cdot (5901502{,}144 + 3649520 + 3271162{,}72 + 2717797{,}04) =$$

$$= 1398{,}598 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг.$$

ТДН-32000/220кВ түрдегі Т-1 Т-2 трансформаторындағы энергияның жылдық шығыны

Трансформатор болатындағы энергия шығыны:

$$W_{б} = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 53 \cdot 8760 = 464{,}28 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг;$$

Трансформатордың тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_{M} = \frac{P_{K \cdot T}}{S^{2}_{ном} \cdot \cos^{2}\varphi} \cdot (P^{2}_{TP(0-11)^{3\cdot t}(0-11)+(19-24)} \cdot Ку + P^{2}_{TP(11-19)k\cdot t(11-19)k} \cdot Ку + P^{2}_{TP(0-8).ж(0-11)+(19-24).ж} \cdot Жу +$$

$$+ P^{2}_{TP(11-19).ж(11-19).ж} \cdot Жу) = \frac{167}{32^{2} \cdot 0{,}85^{2}} \cdot [(22{,}03 \cdot 2)^{2} \cdot 16 \cdot 190 + (24{,}5 \cdot 2)^{2} \cdot 8 \cdot 190 + (17{,}09 \cdot 2)^{2} \cdot$$

$$16 \cdot 175 + (22{,}03 \cdot 2)^{2} \cdot 8 \cdot 175)] = 0{,}11 \cdot (5901502{,}144 + 3649520 + 3271162{,}72 + 2717797{,}04) =$$

$$= 1709{,}397 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг.$$

1-ші нұсқа үшін трансформаторлардың барлық жылдық шығыны:

$$\Delta W = 543{,}12 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг + 1398{,}598 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг = 1941{,}718 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг.$$

2-ші нұсқа үшін трансформаторлардың барлық жылдық шығыны:

$$\Delta W = 464{,}28 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг + 1709{,}397 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг = 2173{,}677 \cdot 10^{3}\, кВт \cdot саг.$$

5.5 1-ші және 2-ші нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру

5.7 кесте - 1-ші және 2-ші нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру

Бөліктердің атауы	Бірліктің есептік құны,ш.б.	1-нұсқа		2-нұсқа	
		бір.саны. дана	қосынды ш.б.	бір.саны. дана	қосынды ш.б.
1. ТДН-63000/220кВ	5338	1	5338		
2. ТДН-32000/220кВ	3260			2	6520
3.ЖТҚ ұяшықтары, 10кВ	1760	1	1760	2	2520
Барлығы:			7098		9040

5.8 кесте - Екі нұсқадағы барлық шығындарды салыстыру

Шығындар	1-нұсқа	2-нұсқа
1.Есептік қаржы салымы. Қ.ш.б	7098	9040
2.Амортизацияға шығару $U_a + U_{кк}$ ш.б.	0,084 · 7098 =596,232	0,084 ·9040 = 759,36
3.Энергия шығынының құны, $U_{шығ}$ ш.б.	0,0115· 1941718=22329,757	0,0115·2173677=24997,285
4.Минималды шығынды келтіру З min, ш.б.	0,12·7098+596,232+ +22329,757=23777,992	0,12·9040+759,36+24997,285= =26841,445

Мұндағы $P_a+P_o=(6,4+2)\%=8,4\%=0,084$

Энергия шығынының құны

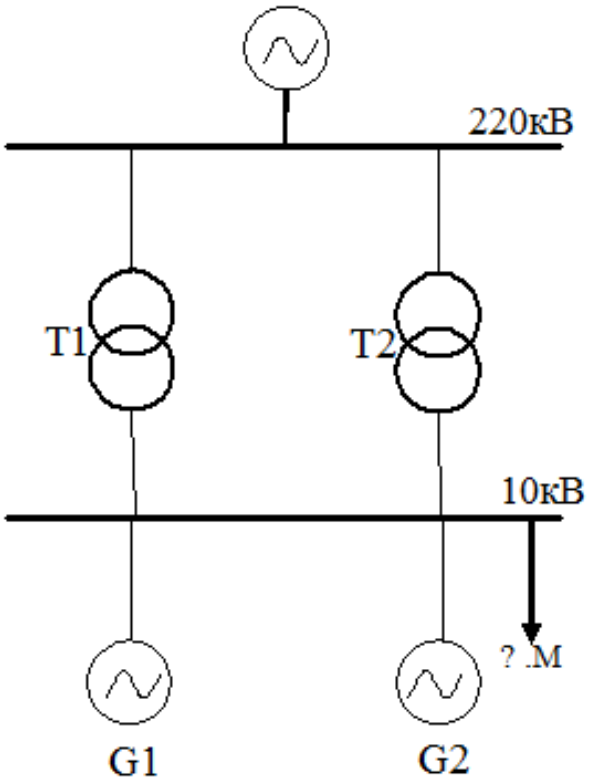
$$U_{шыг} = \beta \cdot \Delta W, \beta = 0.0115 \text{ ш.б./кВт·сағ}$$

1-ші және 2-ш нұсқалардың шығындарының арасындағы айырмашылығы төмендегі өрнекпен анықталады:

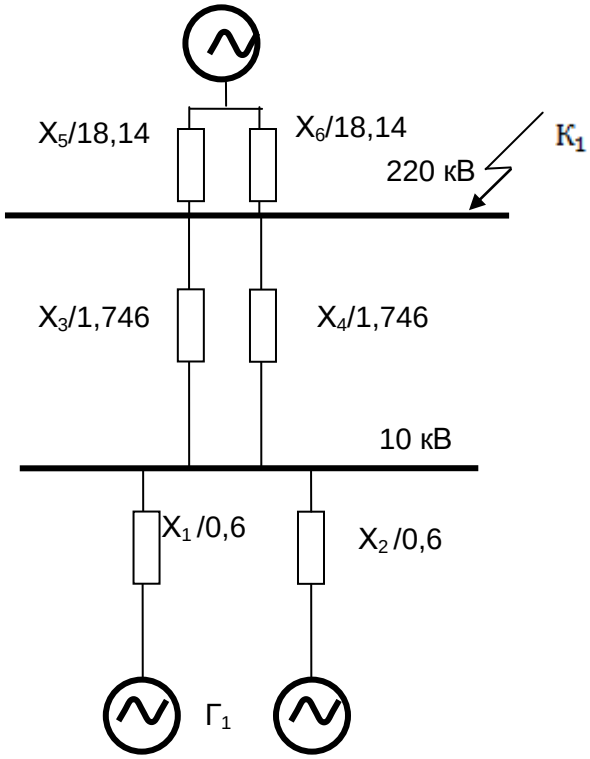
$З_{\min\%} = \frac{26841,445 - 23777,992}{23777,992} \cdot 100\% = 12,8\%$ болғандықтан, 1-ші нұсқа тиімді болып табылады.

6 Қысқа тұйықталу тоғын есептеу

Үшфазалы ҚТ тоғын есептеу үшін 2 – суретте алмастыру сұлбасы көрсетілген.



6.1 сурет - Станцияның құрылымдық сұлбасы



6.2 сурет - Алмастыру сұлбасы

Базалық қуат кезінде $S_б = 100\,МВА$ жүйенің кедергісін анықтаймыз.

6.1 кесте - Екі нұсқадағы барлық шығындарды салыстыру.

Гидрогенератордың түрі	Номиналды қуаты		Cos Ψ	Асқын өтпелі индук- тивті кедергі X”d	Қоздырғыш	Салқындату		Бағасы, мың теңге
	Толық, МВА	Активті, МВт				Статордың орамы	Роторд ың орамы	
ВГС 525/110-24	29,4	25	0,85	0,18	М	В3	В3	

$Г_1$, $Г_2$ генераторларының кедергісі:

$$x_{1/2} = x''_d \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = 0{,}18 \cdot \frac{100}{29{,}4} = 0{,}6\,.$$

$Т_1$ күштік трансформаторларының кедергісі:

$$X_T = \frac{u_T\,\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} \quad . \qquad (6.1)$$

мұндағы $u_Т$ – трансформатордың қысқа тұйықталуының кернеуі, %;

$S_{ном}$ – трансформатордың номиналды қуаты, МВ·А.

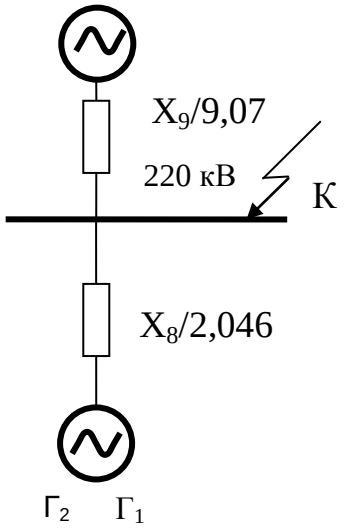
$$x_{T\%} = u_{К.ЖК-ТК\%} = 11\%;$$

$$x_{3/4} = \frac{x_{T\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1{,}746.$$

ЭБЖ кедергісі:

$$x_5 = x_6 = x_{УД} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U^2_{НОМ}} = 0{,}4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{10{,}5^2} = 18{,}14.$$

мұндағы $х_о$=0,4 Ом/км (әуе желінің кернеуі 6-330кВ болғандағы1 км желі үшін индуктивті кедергінің орташа мәні);



6.3 сурет - Түрлендірілген алмастыру сұлбасы

Түрлендірілген алмастыру сұлбасындағы кедергілерді есептеу;

$$x_7 = \frac{x_3 \cdot x_4}{x_3 + x_4} = \frac{1{,}746 \cdot 1{,}746}{1{,}746 + 1{,}746} = 0{,}87;$$

$$x_8 = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} + x_7 = \frac{0{,}6 \cdot 0{,}6}{0{,}6 + 0{,}6} + 0{,}87 = 1{,}17;$$

$$x_9 = \frac{x_5}{2} = \frac{18{,}14}{2} = 9{,}07;$$

Қысқа тұйықталу тоғынның бастапқы мәніндегі периодикалық құраушысын, апериодикалық құраушысын жәнесоққы тоғын анықтау

Қысқа тұйықталу тоғынның бастапқы мәніндегі периодикалық құраушысы

$$I_{П,0,1} = \frac{E''''_*}{x_*} \cdot I_Б. \qquad (6.2)$$

мұндағы x^*- қарастырылып отырған сұлба тізбегінің нәтижелік кедергісі;

$I_Б$- базистік ток;

$$I_Б = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_{СР.К1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 5{,}51.$$

мұндағы E_*''-энергия көздерінің ЭҚК, біздің жағдайымызда үш энергия көздері бар олардың мәндері келесідей:

G1, G2 үшін E_*''=1,1;

ЭБЖ үшін $E_*^{''}=1$;

Қысқа тұйықталу тоғынның бастапқы мәніндегі периодикалық құраушысын G1, G2 үшін келесідей:

$$I_{П,01}=\frac{E_*^{''''}}{x_{16}}\cdot I_Б=\frac{1,1}{1,17}\cdot 5,51=5,18\ кА.$$

Қысқа тұйықталу тоғынның бастапқы мәніндегі периодикалық құраушысын ЭЖ үшін анықтау

$$I_{П,02}=\frac{E_*^{''''}}{x_7}\cdot I_Б=\frac{1}{9,07}\cdot 5,51=0,6\ кА.$$

Қысқа тұйықталу тоғынның бастапқы мәніндегі периодикалық құраушысының К1 нүктесіндегі қосынды мәнін анықтау

$$I_{П,0К1}=5,18+0,6=5,78\ кА.$$

К1 нүктесіндегі ҚТ соққы тогын анықтау

$$i_y=\sqrt{2}\cdot I_{П,0}\cdot K_y. \qquad (6.3)$$

мұндағы $К_у$-соққы коэффициенті

G1 үшін $К_у$=1,82.

$$i_y=\sqrt{2}\cdot I_{П,01}\cdot K_У=\sqrt{2}\cdot 5,18\cdot 1,82=13,3 кА.$$

G2 үшін $К_у$=1,82.

$$i_y=\sqrt{2}\cdot I_{П,01}\cdot K_У=\sqrt{2}\cdot 5,18\cdot 1,82=13,3 кА.$$

ЭЖ үшін

$$i_y=\sqrt{2}\cdot I_{П,02}\cdot K_У=\sqrt{2}\cdot 0,6\cdot 1,717=1,45 кА.$$

К1 нүктесіндегі ҚТ соққы тогының қосынды мәнін анықтау

$$i_{y,К1.}=13,3+13,3+1,45=28,05\ кА.$$

Коммутациялық аппараттарды таңдау (жоғары кернеулі ажыратқыш және айырғыш).

Номинал ток:

$$I_{ном}=\frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}\cdot\cos\varphi_{ном}}=\frac{50\cdot10^{6}}{\sqrt{3}\cdot220\cdot10^{3}\cdot0{,}85}=0{,}15\ кА.$$

Аппаттан кейінгі немесе жөндеу режіміндегі ең үлкен ток:

$$I_{max}=\frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}\cdot0{,}95\cdot\cos\varphi_{ном}}=\frac{50\cdot10^{6}}{\sqrt{3}\cdot220\cdot0{,}95\cdot10^{3}\cdot0{,}85}=0{,}16\ кА.$$

Осы мәндерге қарап ВВБ-220Б-31,5/2000У1 $U_{ном}=220\,кВ$, $I_{ном}=2000\,А$, $t_{\theta.ó.}=0{,}01$ ажыратқыштарын таңдаймыз.

Есептелу уақыты

$$\tau=t_{РК}+t_{\theta.у.}=0{,}01+0{,}04=0{,}05\,с.$$

мұндағы $t_{ө.у.}$=0,04 с ажыратқыштың өзіндік ажырату уақыты.

G1 және G2 генераторларынан ағатын токтың периодикалық құраушысын табамыз. Бұл үшін генераторлардың номинал тогын анықтаймыз:

$$I^{1}_{ном}=\frac{P_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ор,к}\cdot\cos\varphi_{ном}}=\frac{50\cdot10^{6}}{\sqrt{3}\cdot10{,}5\cdot10^{3}\cdot0{,}85}=3{,}238\ kA.$$

К-1 нүктесіндегі G1 және G2 генераторларынан ағатын токтың периодикалық құраушысы мен номинал ток қатынасы:

$$I_{n0G1,G2}/I^{1}_{ном}=5{,}18/3{,}238=1{,}599.$$

Осы қатынас және $t=\tau=0{,}05\,с$ уақыт арқылы бойынша мына қатынасты аламыз:[5]

$$\frac{I_{n,t,G1,G2}}{I_{n,0,G1,G2}}=0{,}5.$$

Осы бойынша, G1 және G2 генераторларынан ағатын токтың периодикалық құраушысы τ уақытында:

$$I_{n,t,G1,G2}=0{,}5I_{n,0,G1,G2}=0{,}5\cdot5{,}18=2{,}59кА.$$

G1 және G2 генераторларынан ағатын токтың апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,t,G1,G2}=\sqrt{2}\cdot I_{n,0,G1,G2}\cdot e^{\frac{-t}{T_a}}=\sqrt{2}\cdot5{,}18\cdot e^{\frac{-0{,}05}{0{,}05}}=2{,}69кА.$$

мұнда $T_a = 0{,}05\,c$.

Энергетикалық жүйеден ағатын периодикалық құраушысы кедергісі $X_{*ЭК}$ тұрақты кернеу шиналарынан ағады деп есептедік, сондықтан:

$$I_{n,\tau} = I_{n,\tau,G1,G2} = 2{,}59кА.$$

Қысқа тұйықталу токтың толық апериодикалық құраушысы τ уақытында:

$$i_{a,\tau} = i_{a,t,G1,G2} = 2{,}69\ кА.$$

Қысқа тұйықталу тогының толық квадраттық жылу импульсі:

$$B_к = I^2{}_{n,0,к3}(t_{айыр} + T_a) = 5{,}78^2 \cdot (0{,}05 + 0{,}05) = 3{,}34кА^2 \cdot c.$$

мұнда $T_a = 0{,}03\,c$ кесте 4.7 бойынша.

6.2 кесте - Ажыратқыш пен айырғыштың есептік және каталогтық мәліметтері

Есептеп берілгендер	Каталогтық берілгендер	
	Ажыратқыш ВВБ-220Б-31,5/2000У1	Айырғыш РДН-220/2000У1
$U_{кон} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{\max} = 160$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$I_{n,\tau} = 2{,}59$ кА	$I_{ажыр,ном} = 31{,}5$ кА	-
$i_{a,\tau} = 2{,}69$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ажыр.ном} \cdot \beta_{ном} / 100 = = \sqrt{2} \cdot 31{,}5 \cdot 25 / 100 = 17{,}64\ кА$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2{,}59 + 2{,}69 = 6{,}35rA$	$\sqrt{2} \cdot I_{ажыр.ном} \cdot (1 + \beta_{ном} / 100) = = \sqrt{2} \cdot 31{,}5 \cdot (1 + 25 / 100) = = 61{,}74кА$	-
$I_{n,0} = 5{,}78$ кА	$I_{n,0} = 40$ кА	-
$i_y = 5{,}18$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	$I_{дин} = 40$ кА
$B_к = 3{,}34кА^2 \cdot c$	$I^2{}_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800кА^2 \cdot c$	$I^2{}_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800кА \cdot c$

Өлшеуіш ток трансформаторы мен кернеу трансфоматорын таңдау:

6.3 кесте - Ток трансформаторын таңдаймыз

Есептік мәндер	ТПЛ-10
$U_{уст} = 220кВ$ $I_{MAX} = 160А$ $i_y = 5{,}18кА$ $B_k = 3{,}34кА^2 \cdot с$ $r_2 = 0{,}9185Ом$	$U_{ном} = 220кВ$ $I_{ном} = 2000А$ $i_{дин} = 40кА$ $I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800А^2 \cdot с$ $r_{2НОМ} = 4{,}8Ом$

7 Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлігі

7.1 Қоршаған ортаға әсеріне талдау жасау

Су энергетикасы 6,7% жуық серпінді дамуда сонымен қатар қиын кезеңге ұшарауда. Ең үлкен мәселенің бірі СЭС құрылысы кезінде жерді су басуымен байланысты. Су энергетика потенциалының ауқымды бөлігі игерілген дамыған мемлекеттерде (Солтүстік Америкада - 60% аса Европада - 40% аса), СЭС тұрғызуға орын жоқ ал ең ірі бағдарламалар Бразилия мен Қытайда жүзеге асады. Алайда дамыған мемлекеттерде қалған көптеген су энергетикалық потенциалды қолдану су энергетикасындағы экологиялық мәселелерге және сыртқы қарыздардың өсуіне байланысты инвестициалық капиталдың жетіспеушілігімен шектеледі. Демек, болашақта әлемдік энергия теңгерімінде су энергиясының маңызы өседі деп болжау қиын бірақ көптеген мемлекеттер оның ішінде дамушы мемлекеттер үшін су энергетикасы экономикада елеулі серпін әкелуі мүмкін.

Су энергиясын өндірудің технологиялық процессі зиянсыз. СЭС жабдықтарының қалыпты жағдайында қоршаған ортаға қауіпті шығарылымдар болмайды Бірақ жазық өзендерде (осындай өзендерде ірі СЭС жиі тұрғызатын жалғыз мемлекет – Ресей) СЭС ірі су қоймаларын тұрғызу ауа райы шарттарына және халық шаруашылығы аумағына өзгерістер әкеледі.

Су қоймаларының жағымды мәні науаны реттеу сияқты аумаққа кең таралады. Науаны реттеудің энергетикалық әсері СЭС жұмыс істейтін энерго жүйелерінде ғана емес, сонымен қатар оның қуаты оғары болғанда олардың біріккен жерінде байқалады. Жерді суаруды және жемісті алқаптарды тасқыннан қорғау СЭС су қоймаларының көмегімен іске асады.

Волгоград су қоймасының көмегімен жерді суару Заволжья және Прикаспийский аумағының көп көлемін қамтиды. Бірақ су қоймасында болатын табиғи басқарылмайтын процесстер жағымсыз нәтижелерге әкеледі.

Су қоймасының қоршаған ортаға әсерін тура және жанама әсер деп бөледі. Тура әсер су деңгейі көтерілген және тұрақты немесе уақытша су басқан жағдайда болады. Бұл жерлердің көп бөлігі жоғары өнімді ауыл шаруашылығына және орманды алқаптарға жатады. Волжка-Камский СЭС каскадтарының су қоймаларымен ауыл шаруашылық жерлерінің су басқан бөлігі 48% құрайды сонымен қатар олардың кейбірі жоғары жемістілігімен ерекшеленетін алқапты аймақтарда орналасқан. Су басқан жердің 38% орманды және бұталы жерлер Шөлді және жартылай шөлді аймақтарда барлық су басқан жердің төрттен бір бөлігі жайылымдарға келеді.

Су жайылуының меншікті ауданы яғни СЭС су қоймасы айнасының ауданының қатынасы оның орнатылған қуатына тең ол өте кең шекте ауытқиды. Цымлянский су қоймасы үшін оның мәні 16,4 ал Нурекен су

қоймасы үшін – барлығы 0,05. Барлық жағдайда су басудың көрсеткіші төмен жерде энергетикалық тиімділігі жоғары болады, яғни таулы аймақтарда – су қоймаларының акваториясын азайту бойынша іс-шаралар болмаған жағдайда.

Қоршаған ортаға су қоймасының жанама әсері тура әсер сияқты толық зерттелмеген, бірақ олардың пайда болу формалары қазірде айқын. Мысалы, ауа райы өзгергенде, жиі тұманның болуы кезінде және ауаның ылғалдануы жоғарылағанда, күндізгі уақытта бұлттылықтың аз болуы және орта жылдық жаңбырдың қосындысы, желдің жылдамдығы мен бағыты өзгергенде, жыл және тәулік бойы ауа температурасының ауытқуы кезінде.

Отандық су қоймаларын пайдалану тәжірбиесі жағадағы аймақтарда жаңбырдың саны көтерілетінін, ал ірі оңтүстік су қоймалары аймақтарында ауаның орта жылдық температурасы төмендейтінін көрсетеді. Басқа да метрологиялық көрсеткіштердің өзгеруі байқалады.

Жағада су деңгейінің көтерілуімен бірге ауа райының өзгеруі жағадағы ағаш өсімдіктерінің жағдайының нашарлауына және опат болуына әкеледі.

Су қоймасының жанама әсеріне шаруашылыққа қолдану үшін жарамайтын аймақтарды жатқызуға болады (мысалы, жоғарғы арық пен өзен арасындағы арал, төменгі арық пен өзен арасындағы жайылма және т.б).

Сонымен қатар, су қоймасын салудың балық шаруашылығына әсерін айтуға болады. Бұл жерде екі жағдайды көрсету керек. Бір жағынан, СЭС бөгетін салу балықтардың уылдырық шашатын орынға келуіне кедергі келтіреді, ал екінші жағынан балық шаруашылығының ағыс режіміне талаптары ағынды реттеу тапсырмаларына қарсы келеді, яғни су қоймасының салыну мақсатына.

Әрине, СЭС су қоймасының тура және жанама әсерлері қоршаған ортаға жағымсыз жағынанан ғана әсер етеді деуге болмайды олар бұл жерде қарастырылғанан да көбірек). Әдетте олардың әр қайсысының және олардың барлығының жағымсыз және жағымды қасиеттері бар.

СЭС қоршаған ортаға әсері 7.1 суретте көрсетілген.

Басқа да бастапқы электр көздері (күн, жел, геотермиялық энергия) өнеркәсіптік игеру жолында, және қазіргі уақытта әлемдік энергия теңгеріміне қосатын үлесі пайыз бөлігімен өлшенеді. Бұндай жағдай экономикалық сипаттың салдарынан туады. Дегенмен, техникалық үдеріске қарай жаңа технологиялық өңдеулердің пайда болуы және жабдықты жасауға көшуі, осы жаңартылған энергия көздері базасында өндірілген электр энергияның өзіндік құны төмендейді, дәстүрлі энергетика үшін тән деңгейге жақындау.

Шектеулі отында жұмыс жасайтын электр станцияларымен салыстырғанда, экологиялық көзқараспен қарағанда су ресурстарын қолданатын электр станциялары таза болады (атмосфераға күл, күкірт және азат қышқылының шығарылуы болмайды). Бұл өте маңызды, себебі СЭС кең тараған және электр энергияны өндіру бойынша ЖЭО кейін екінші орында тұрады (№1 диаграмма). 1990 жылдардың басында әлемде және біздің елде экологиялық жағдайдың шиеленісуі су энергетикасындағы экология мәселелері бойынша пікірталастың жаңаруына себеп болды. Біздің елде

қоршаған ортаны қорғаудың артықшылығы «Су энергетикасының болашағы. Жаңа ұрпақтың су электр станциясын салуға негізгі бағыттар» Бүкілодақтық ғылыми-техникалық жиналысында танылды (1991ж) Ірі су қоймалары бар жоғары арынды СЭС салу, жерді су басу, судың сапасы, хайуанаттар және өсімдіктер әдемін сақтау туралы сұрақтар қатты талқыланды.

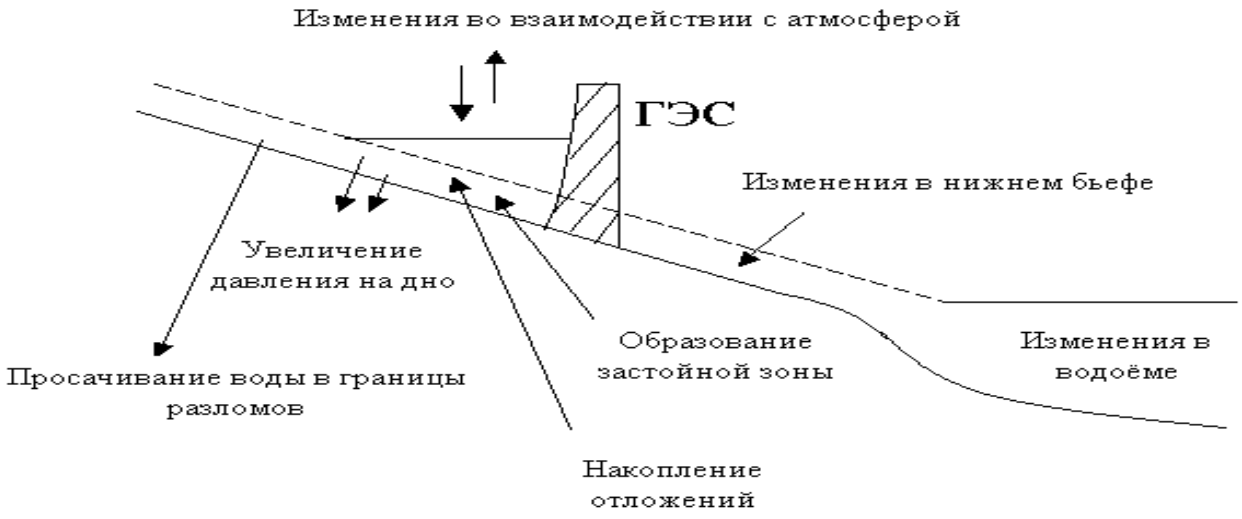


1 – су қоймасы, 2 – бөгет, 3 – СЭС ғимараты, 4 – генератор, 5 – турбина, 6 – жоғарылатушы трансформатор, 7 – қосалқы станция, 8 – электр беріліс желісі, 9 – электр энергияны тұтынушылар

7.1 сурет - СЭС қоршаған ортаға әсері

Шындығында, осы түрдегі электр станцияның жұмысы су қоймасын және бөгеттерді салуға байланыстыг қоршаған ортаға кері өзгерістермен түйінделеді. Көптеген өзгерістер ұзақ уақыттан кейін қоршаған ортамен тепе-теңдікке әкеледі, бұл жаңа электр станцияларының қоршаған ортаға әсерін болжауды қиындатады.

СЭС құру жер ресурстарын су басуымен байланысты. Қазіргі уақытта әлем бойынша 350 мың.км^2 жерді су басқан. Бұл санға ауыл шаруашылығына қолдану үшін жарамды жерлерг кіреді. Жерді су басудың алдында орманды тазалау жұмыстары жүргізілмейді, сондықтан қалған орман фенол қалыптасырып ақырын ірітіледі, бұл су қоймаслының ластануына әкеледі. Сонымен қатар, су қоймасы алқабының жағасында жер асты су деңгейі өзгереді, бұл аумақтың батпақтануына әкеледі және ауыл шаруашылығына пайдалы жер ретінде қолдануға жарамлсыз етеді.



7.2 сурет – СЭС қоршаған ортаға әсері

Су деңгейінің ауытқуының үлкен амплутудалары кейбір су қоймаларында балық өндірісіне кері әсерін тигізеді; бөгеттер балықтың өту жолдарына (уылдырық шашу орындарына) бөгет жасайды; кейбір су қоймаларында эвтофирлелндіру процесстері дамыған, негізінде өзенге және су қоймаларына биогенді элементтері бар ағын суларын тастау болып табылады. Су қоймаларының биологиялық құнарлығы биогенді элементтлері бар (азот, фосфор, калий) ағын суының әсерінен болады. Осының әсерінен су қоймаларында көк-жасыл балдырлар дамиды және судың түсі өзгереді. Тозыққан балдырлардың тотылғуында суда еріген оттегінің көп бөлігі жұмсалады, анаэробты шарттарда ақуыздардан улы күкіртті сутек бөлінеді және су өлі болады. Бұл процесс алдымен судың табиғи қабаттарында дамиды, одан кейін үлкен су көлемін қамтиды – су қоймасының эвтофирование болады. Бұндай су умен жабдықтау үшін жарамсыз, онда балық өнімділігі төмендейді. Эвтофирлену процессінің дамуы су қоймасының мықтылық деңгейіне және оның тереңдігіне байланысты. Әдеттегідей, көлдерде және су қоймаларында судың өздігінен тазалануы өзендегілерге қарағанда ақырынырақ болады, солндықтан өзендегі су сақтағыштардың санының өсуіне байланысты өздігінен тазалану мүмкіндігі кемиді.

Шағын СЭС-ның дүние жүзінде жинақтық қуаты 73 ГВт-тан асады. Шағын СЭС-ке әлем бойынша инлвестициясы 6 млрд. доллардан асты [1].

Қазіргі таңда су электр станциясы басқа дәстүрлі энергия көздерімен істейтін станцияларға қарағанда, экологиялық және экономикалық жағынан тиімді. Шағын СЭС бұл бағытта өте жоғары деңгейде.

Шағын СЭС салынлған жердің ландшафтісі өзгермейді, суға кері әсері жоқ. Басқа экологиялық таза жаңартылған энергия көздерінен айырмашылығы – шағын гидроэнергетика шартты түрде ауа райылна тәуелді емес және арзан электр энергиясын тұтынушыға береді.

7.1 кесте – Энергия көздеріне байланысты өзіндік құнының салыстырмалы көрсеткіштері (2011-2013 жыл, долл./кВт·сағ)

Электр энергия көзі	Минимум	Орташа	Максимум
Күн электр станциясы	0,17	0,19	0,20
Жел энергиясы (теңіз)	0,09	0,12	0,17
Геотермалды энергия көзі	0,04	0,06	0,12
Су электр станциясы	0,03	0,06	0,11
Табиғи газ	0,02	0,05	0,07
АЭС	0,01	0,06	0,11
Көмір	0,04	0,05	0,11

СЭС үшін өзеннің гидрологиялық режімінің өзгеруіне тән – ағынды қайта бөлу және өзгеру болады, деңглейлі режімнің өзгеруі, ағым, толқын, термиялық және мұзды режімдердің өзгеруі. Су ағысының жылдамдығы он рет төмендеуі, ал су қоймасылның жеке аумақарлында тоқырау бөліктері пайда болуы мүмкін. Су сақтағыштардағы су көлемінің термикалық режімінің өзгеруі (өзендегі және көлдегіден) ерекше. Мұзды режімнің өзгеруі мұз қату мерзімінің жылжуымен көрсетіледі, су қоймаслының мұзды жамылғысының қалыңдығы 15-20% - өседі, ол уақытта суағарларда жусандар пайда болады. Төменгі өзен мен арық салласында жылу режімі өзгереді: күзде су сақтағышта жаз бойы жылыған жылы су, ал көктемде қыс айларында салқындатылған 2-4°С суық су түседі. Бұл ауытқулар қалыпты шарлттардан электр станцияның тоғандарына дейін жүздеген километрге тарайды.

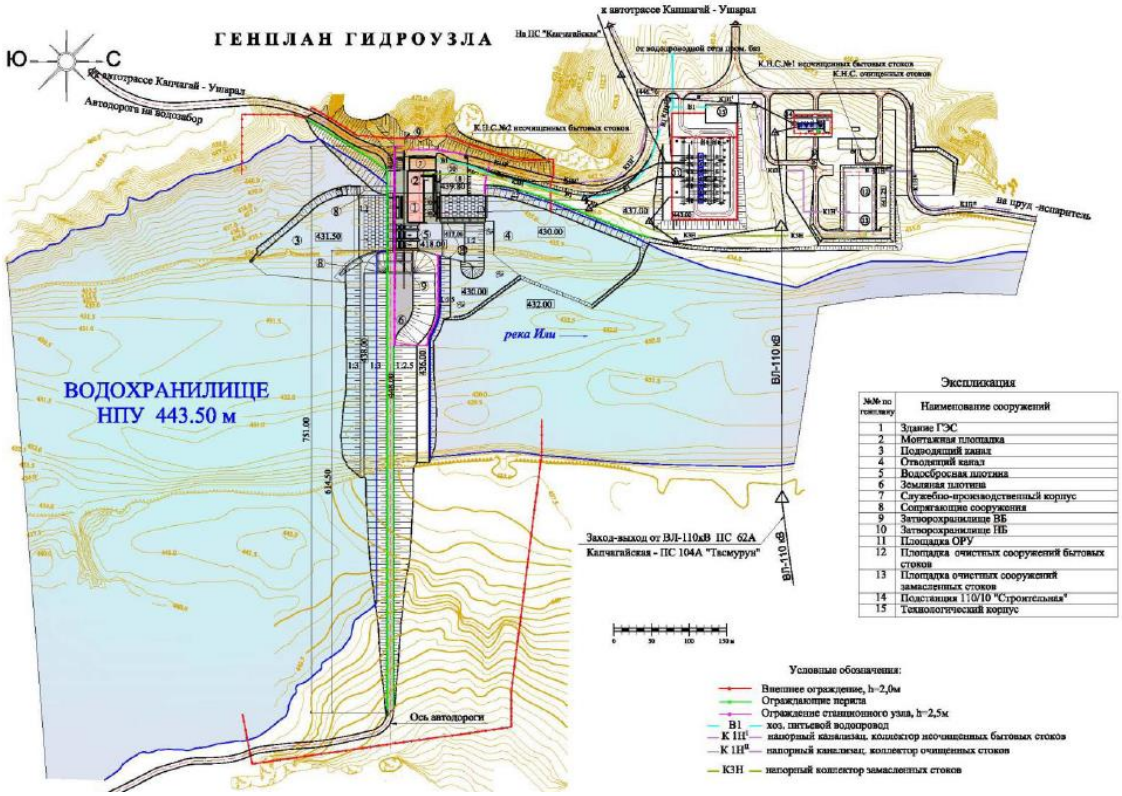
Гидрологиялық режлімнің өзгеруі және аумақты су басуы су көлемінің гидрохимиялық режімінің өзгеруіне әклеледі. Су көлемінің жоғарғы салалары өзен ағындарынан түсетін табиғи заттармен қанығлады, ал төменде – ағыс жылдамдығы төмен болғандықтан минералды заттар түбінде қалып, нашарлайды. Сонлымен, Волга ағындарын реттеу нәтижесінде Каспий теңізіне минералды заттардың түсуі үш есе азаяды. Дона және Азов теңіздерінің ағын шартлтары өзгереді, бұл Азов және Қара теңілздерінің су алмасуының өзгелруіне және Азов теңізінің тұз құрамының өзгеруіне әкеледі. Жоғарғы және төменгі салаларда судың газ алмаслуы және газ құрамы өзгереді. Арналы режімдердің өзгеруі нәтижесінде су қоймаларында қоқыстар пайда болады.

Су қоймаларын тұрғызу опылрылу шекаралларында судың сарқылуының әсерінен, асейсмикалық аудандарда да жер сілкіну болуы мүмкін. Осыған Мислсисипи, Чайра (Индия) өзендерінің алқаптарындағы жер сілкіну дәлел болады.

СЭС болатын шығындарды (залалды) көп жағдайда азайтуға немесе қалпына келтіруге болады. Аумақты су басуды азайтудың тиімді әдісі каскадта әр сатыдағы, яғни су лқоймасының айналарындағы ағылнды азайтып, СЭС санын көбейту болып табылады. Энергетликалық көрсеткіштердің төмендеуіне қарамастан, жерді су басуы аз болатын, ағысы

төмен су тораптары барлық заманауи жасаулардың негізі болып саналады. Сонымен қатр, жерді су басу басқа аудан желрлерін қопсыту және су қоймаларында балық шаруашылығының жоғарылатумен есесін қайырады. Өйткені акваторияның әр гекталрынан ауыл шаруашылығына қарағанда мал шаруашылығына пайдалы ақуыз алуға болады. Бұл мақсатқа жету үшін балық заводтары салынады. Сонылмен қатар, су басатын жердің ауданын құрылатын қуаттың бірлігіне азайту керек. Балықтардың су тораптарлындағы құрылыстар арқылы өтуін жеңілдету үлшін, балықтардың гидротехникалық құрылыстардағы әрекетін, олардың ағынға және су температурасына, су түбінің жарықтығылна және бедеріне көңіл бөлуін зерттейді; балық өткізетін шлюзлдар жасайды – арнайы құралдалрдың көмегімен оны балық жинаушыға келтіреді, содан кейін өзеннің бөгет алдындағы бөлігінен су қоймасына ауыстырады. Су қоймасылндағы эвтофирование ескертудің батыл шарлалары ағынды суларды тоқтату болып табылады.

7.2 Су электр станциясының басты жоспары



7.3 сурет - СЭС-ның бас сұлбасы

7.3 Станцияның диспетчерлік бөлмесіндегі және жарықтану жүйесіне есеп жүргізу

Ең басты табиғи жалрық болып күн саналады, ол күшті жарық энергиясы ағынын береді. Ашық жерде тлабиғи жарық, күн сәулесінің тікелей түсуімен, аспанның диффузиялық жарығымен байланысты болады.

Табиғи жарықтану ғимларатқа күндізгі жарықтың терезелер және тесіктер арқылы түсу нәтижесінде болады.

Табиғи жарықтану сыртқы қабырғаллардағы терезелер мен тесіктерден түсетін бүйір жоқ, жарықтық шамдар арқылы түсетін жоғары жақ, сондай -ақ бүйір мен жоғарғы жлақтардың жарықтарынан біріккен болуы мүмкін. Өндірістік ғимараттар күндіз табиғи жарықтландыруда болады.

Адамдарлдың тұрақты түрде болатын бөлмелері әдетте табиғи жарықтану болуы тиіс. Жаңа бөлмеллерді жобалау, ескі бөлмелерді қайта жөндеу және т.б. объектілерді жобалау кезінде жарық сәуллелері өту орындарының аудланын ҚР СНиП 2.04-05-2002 «Табиғи және жасанды жарықтандыру. Жобалау нормалары» талаптарымен сәйкес келу керек.

Табиғи жарықл әдетте, көбіне адамдардың бөлмелерде тұрақты болуына байланысты қарастырылады. Жасанды жарық өндірістлік, тұрғын үй қоғамдық орындарды, қлойма, және қосалқы ғимараттарды, мекеме алаңдарын, жұмыс өндірістік ғимаратталрдан тыс: көшелер, жолдар, қала, ауыл, тұрғылықты пунктардың алаңлдарын жарықтандыруды қарастырады.

Табиғи жарықтану табиғи жарықлтану коэффициенті (ТЖК) арқылы сипатталады. Қабырғалық табиғи жарықлтандыру кезінде жарықтандылратын терезе саңылалуының ауданы есептеледі.

Өндірістік жарықлтандыру сандық және сапаллық көрсетлкіштермен сипатталады. Сандық көрслеткіштер негізгі жарықтехникалық өлшемдермен сипатталады, оларға жарық ағыны, жарық күші, жарлықтану және айқын жарықтану жатады.

Сапалық көрсеткіштер көру жұмысындағы жағдайларды анықтайды, олар: фон, айқылндылығы, соқырлық көрслеткіштігі, жарықтану толықсыма коэффициенті, дискомфорт көрсеткіші.

Есептеуді ,ең алдымен, бүйірлік және төбеден жарықтандыру кезінде жарық сәулелері өту жолдарының ауданын келесі форлмулалар арқылы табу бойынша бастаймыз:

Бүйірден жарықлтандыру кезінде

$$100 \cdot \frac{S_0}{S_n} = \frac{e_H \cdot K_з \cdot \eta_0}{\tau_0 \cdot r_1} \cdot K_{зд}, \qquad (7.1)$$

Төбеден жарықлтандыру кезінде

$$100 \cdot \frac{S_0}{S_n} = \frac{e_H \cdot K_з \cdot \eta_ф}{\tau_0 \cdot r_2 \cdot K_ф}, \qquad (7.2)$$

мұндағы, S_0 - бүйірлік жарықтландыру кезіндегі жарық сәулесі өту жолдары, $м^2$

S_n - бөлме еденінің ауданы, $м^2$

e_H - нормаланған КЕО мәні : $e_H = 1{,}5\%$

$K_з$ - қосалқы коэффициенті, 3.11 кестесі бойыша таңдайды [4]. ("Методические указания для выплолнению расчетов по Безопасности Жизнедеялтельности",-келесіде де осы кілтаптан алынған ақпаратпен есептеуллер жүргіздім);

η_0 - терезелердің жарық сипаттамасы, 3.2 кестесі бойыша таңдайды [4];

τ_0 - жалпы жарық өткізу коэффлициенті, келесі формуламен табылады:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5, \qquad (7.3)$$

$\tau_1, \tau_2, \tau_3, \tau_4$ -коэффицлиенттерін сәйкесінше 3.3; 3.4; 3.5; 3.6-кестелерінен аламыз [4];

r_1 - бөлменің төблесі және жерге төселген қабаттан жарықтың шағылуының арқасында бүйірлік жарықтандыру кезінде КЕО мәнінің өсуін есепке алатын коэлффициент, 3.9-кестесінен аламыз [7];

$K_{зд}$ - қарсылас орналасқлан ғимараттардың салдарынан терезелерге көлеңке түсуді есепке алатын коэфлфициент, 3.8-кестеден аламыз;

$S_ф$ - төбеден жарықлтандыру кезіндегі жарық өту жолдарының аудандары, $м^2$;

$\eta_ф$ - шамның немесе жарық өту жолының түсетін аумағының жарық сипаттамасы, 3.10-кестесінлен аламыз [7];

r_2 - бөлменің төбесінен жарықтың шағылуының арқасында төбелік жарықтандыру кезінде КЕО мәнінің лөсуін есепке алатын коэффициент, 3.11-кестесінен аламыз [7];

$K_ф$ - шамның түрін есепке алатын коэффициент, 3.7-кестеден аламыз [7];

$$e_N = e_H \cdot m_N, \qquad (7.4)$$

e_N - нормаланған КЕО мәні, m_N - жарық клималтының коэффициенті, 3.1-кестеден аламыз [7];

Бөлменің сипаттамалары:

- ұзындығы – 21 м; ені 12 м;

Мәндер:

$\tau_1 = 0{,}8\ \tau_2 = 0{,}7\ \tau_3 = 1\ \tau_4 = 0{,}8\ \tau_5 = 1$

$e_H = 1{,}5\%$

$m_N = 0{,}8$

$K_з$=1,4– оқу ғимараттары, зертхалналар, конструкторлық бюролар үшін.

Біздің бөлмеміз бүйірлік жарылқтандыруға ыңғайлы, сол себепті келесі есептеулер жүргіземіз:

Диспетчер бөлмелсінің жарықтану аймағы:

$$S_n = 21 \cdot 12 = 252\ м^2,$$

$$K_з = 1{,}4;\ \eta_0 = 16;\ r_1 = 1{,}2;\ K_{зд} = 1,$$

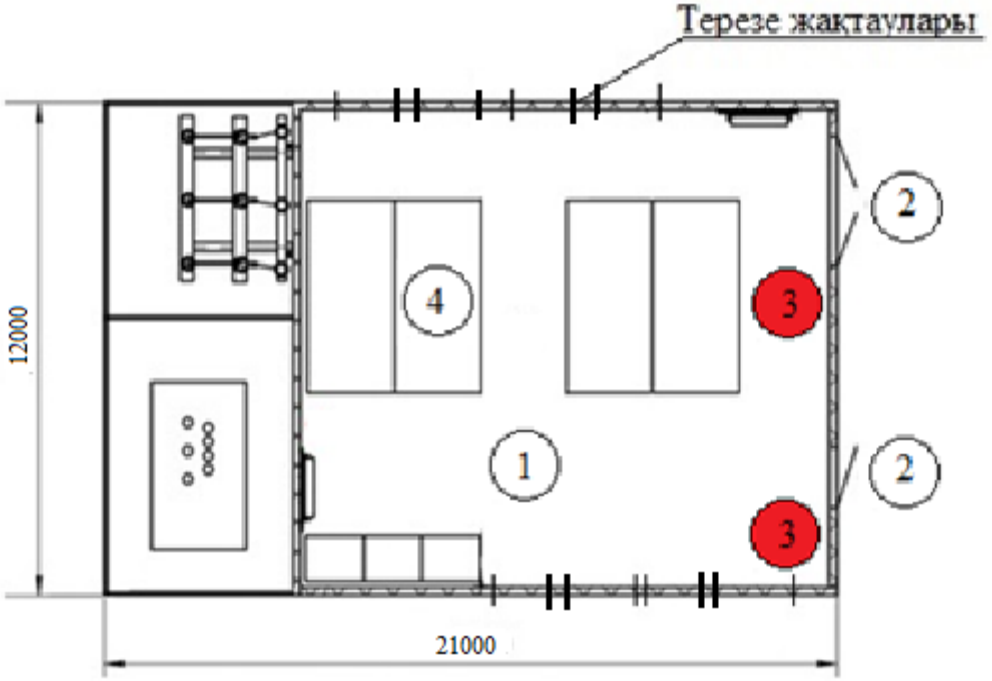
$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5 = 0{,}8 \cdot 0{,}7 \cdot 1 \cdot 0{,}8 \cdot 1 = 0{,}448,$$

$$e_N = e_H \cdot m_N = 1{,}5 \cdot 0{,}8 = 1{,}2,$$

$$S_0 = \frac{e_H \cdot K_з \cdot \eta_0 \cdot S_n}{\tau_0 \cdot r_1 \cdot 100} \cdot K_{зд} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}4 \cdot 16 \cdot 252}{0{,}448 \cdot 1{,}2 \cdot 100} \cdot 1 = 126 м^2.$$

Сонымен қабырғадағы терезеден қажетті жарық өту жолының ауданы $S_0 = 126 м^2$. Мен бұл жерге өлшемі 3х2 м болатын терезенің жиырмасын алдым, сонда:

$$S_0 = 3 \cdot 2 \cdot 20 = 120 м^2.$$



7.2 сурет - Бөлменің терезе орналалсатын жері көрсетілген жоспары

Станцияның дисплетчерлік бөлмесіндегі ауа алмасу жүйесіне есеп жүргізу:

Бөлме микроклиматын анықтайтын паралметрлерге: ауа температурасы (t,^{0}C), тиісті дымқылдық (f, %), алуа қозғалысының жылдамдығы (v, м/с) және ауланың химиялық тазалығы жатады.

Бөлмедегі ауа парамлетрлерін сақтау – ауа алмалсу мен колндициялау жүйелерінің басты жұмысы. Барлық вентиляция жүйелерінің негізгі есебі жақынлдатылған, әр-түрлі коэфициент факторлар көмелгімен есептелінеді. Өндіріс вентиляцлиясына әсер ететін әдістер жатады.

Есептеу формуласына коэфлициент көп кірген сайын, көп фалктор анықталып, айқын нәлтиже береді. Бірақ таңдап қабыллдаған коэфициент формулаларын бірнеше факторлы немлесе соның ішіндлегі мәндісін қолдануға болады.

Бұндай әдісті қолдану фактлілі өндіріслте есептелген, жобаланған және жөнделген вентилляция бастау алдында да, эксплуатация процесінде де тексеріледі. Егерде керек көрсеткілштерден ауытлқулар анықлталып жатса, онда венлтилятор өндірістіллігінің өзгеруімлен жоғалады.

Вентиляция жүйесінің есептлелуі келесі тізбек бойынша жүргізіледі:

– бұрылыстармен, өту жолдарлымен, жалюзилермен вентиляция желісінің схемасын сызамыз, оларды бөлліктерге бөліп және ауа өткізетін құбыр диаметрін таңдайды;

– айқын жылылылқтың ауа ауыстлыруын анықтаймыз:

$$G_a = \frac{Q_я}{C \cdot T_{ух} \cdot T_{пр}},$$

мұнда $Q_Я$ – айқын жылылықтың бөлінуі, Вт;

с – ортақ ауылстыру венллтиляциясының бөлінетін және бөллмеге кіретін құрғақ ауаның жылу сыйымдылығы;

$t_{УХ}$=20 ºС;

$t_{ПР}$=15 ºС.

Айқын жылылықтың бөлінуі:

$$Q_я = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4,$$

мұнда Q_1 – аппаратулрадан жылу бөліну;

Q_2 – жарлықтану көзінен жылу бөліну;

Q_3– адамдлардан жылу бөліну;

Q_4 – терезедлен күн радиациясының түсуі.

Аппаратурадан жыллу бөліну:

$$Q_1=\psi_1 * \psi_2 * \psi_3 * \psi_4 * N_{ном}=0{,}25*3000=750.$$

Мұнда ψ_1 - қондыратлын қуаттың қолдану коэфициенті;

ψ_2 - жүктеме коэффлициенті;

ψ_3 - аппаратуралның бір уақытта жұмлыс істеу коэффициенті;

ψ_4 – жылы энерлгияға өткен кездегі бөлме ішіндегі ауа жылуының ассимилялық коэффилциенті;

$N_{ном}$ – Барлық аппаратлураның номиналлды қуаты.

Бағылталған есептелулерде барлық 4 коэффициент 0,25-ке тең.

Жарықтану кезіндлегі жылу бөлінулер:

$$Q_2 = \varphi * N_{жар} = 0,8*(21*40)=672,$$

мұнда φ– ауаға айналатлын энергия есептеу сомының коэффиценті, φ=0,8;

$N_{жар}$ – цехтағы жарықтану құрылғыслының коэффиценті (әр қайсысы 40Вт. 20 шам).

Адамдалрдан жылу бөліну:

$$Q_3 = n * q = 5*116 = 580.$$

мұнда n – жұмлысшы саны;

q – бір адалмның жылу жоғалтуы 80-116 Вт тең.

Терезеден күн радиацилясының түсуі:

$$Q_4 = F_{ост} * q * m * k = 4,75*224*4*1,25 = 5320.$$

мұнда $F_{ост}$ – терезе ауданы, м^2;

m – терезе салны;

k – металлдлы түптеу үшін түзеткіш көптік k = 1,25; q – 1 м^2 терезе арқылы жылу түсу, q = 224 Вт/м^2.

Анық бөлінетін жылуды анықтаймыз:

$$Q_я = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 750 + 672 + 580 + 5320 = 7322.$$

Анық бөлінетін жылудлың ауа алмастыруын анықтаймыз:

$$G_a = \frac{7322}{1 \cdot (20 \cdot 15)} = 1465 м^3 / с .$$

Вентилятордың өнімділігін табамыз:

$$W_в = к * G_а .$$

мұнда $к_к$ – қор коэффициент, $к_к$=1,3 – 2,0

$$W_в = 2*1465 = 2930 м^3/с.$$

Құбырдың түзу учаскелеріндегі қысымның жоғалтуын есептейміз:

$$H_{пп} = \frac{\psi_T * l_T * p_E * v_{ср}^2}{2 * d_T} , \text{Па} .$$

мұнда ψ_T – құбыр кедергісін есептейтін коэффициент (темір құбырлары үшін $\psi_т$=0,02);

l_T – құбыр учакесінің үзындығы, м;

$\rho_В$ – ауа тығыздығы, $\rho_В$=1 кг/м^2;

$\upsilon_{СР}$ – ауа желісінің қарастырған учаскедегі ауаның орта жылдамдығы, вентиляторға қосылған учаскелерде ол 8-15 м/с, қашықтағыларға 1-4 м/с қабылдайды;

d_T –құбырдың қабылданған диаметрі, d_T = 0,5 м.

$$H_{ж1} = \frac{0,02 * 5 * 1 * 8^2}{2 * 0,5} = 6,4 \text{ Па};$$

$$H_{ж2} = \frac{0,02 * 2 * 1 * 14^2}{2 * 0,5} = 7,84 \text{ Па};$$

$$H_{ж3} = \frac{0,02 * 4 * 1 * 12^2}{2 * 0,5} = 11,52 \text{ Па};$$

$$H_{ж4} = \frac{0,02 * 3 * 1 * 4^2}{2 * 0,5} = 0,96 \text{ Па};$$

$$H_{ж5} = \frac{0,02 * 2 * 1 * 3^2}{2 * 0,5} = 0,36 \text{ Па}.$$

Өткелде, тізеде,жалюзде жергілікті қысым жоғалуын есептейміз:

$$Н_ж = 0,5 * \psi_м * V_{ор}^2 * р_{в,} \text{ Па};$$

мұнда $\psi_М$ – ауаның жергілікті жоғалу коэффициенті.
Ауа өткізгіштің бұрыллысындағы жоғалыстар:

$$Н_{ж1} = 0,5*1,1* 8^2 *1 = 35,2 \text{ Па};$$

$$Н_{ж1} = 0,5*1,1* 14^2 *1 = 107,8 \text{ Па};$$

$$Н_{ж1} = 0,5*1,1* 12^2 *1 = 79,2 \text{ Па};$$

$$Н_{ж1} = 0,5*0,5* 12^2 *1 = 36 \text{ Па};$$

$$Н_{ж1} = 0,5*0,5* 4^2 *1 = 4 \text{ Па};$$

$$Н_{ж1} = 0,5*0,2* 3^2 *1 = 0,9 \text{ Па}.$$

Өткелдегі жоғалту:

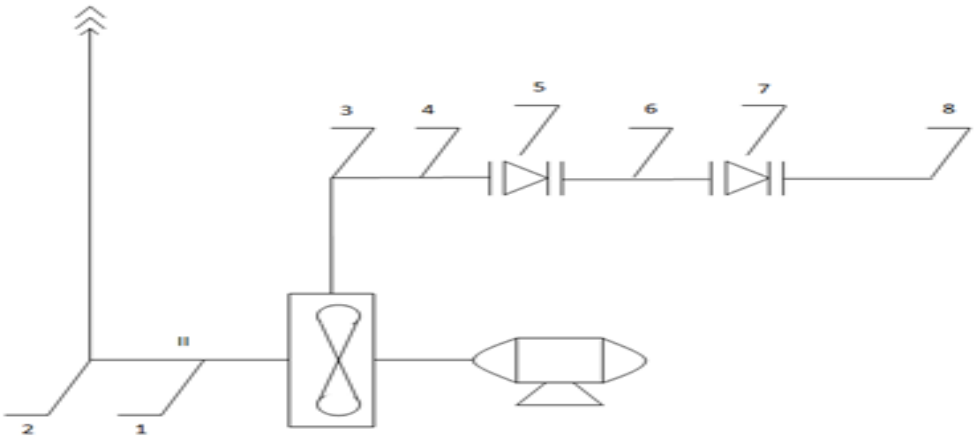
$$Н_{ж1} = 0,5*0,3* 4^2 *1 = 2,4 \text{ Па};$$

$$Н_{ж1} = 0,5*0,3* 3^2 *1 = 1,35 \text{ Па}.$$

Жалюздегі жоғалту:

$$Н_{ж1} = 0,5*0,5* 15^2 *1 = 56,25 \text{ Па};$$

$$Н_{ж1} = 0,5*3* 15^2 *1 = 337,5 \text{ Па}.$$



7.5 сурет – Вентиляция желісінің схемасы

Учаскелердегі тұтас жоғаллуын формула бойынша анықтаймыз:

$$Н_{уч}=Н_{пп}+Н_{м},$$

$$Н_{уч1}=Н_{пп1}+Н_{м2}=6,4+107,8=114,2 \text{ Па};$$

$$Н_{уч2}=Н_{пп2}+Н_{м1}=7,84+35,2=43,04 \text{ Па};$$

$$Н_{уч3}=Н_{пп3}+Н_{м3}+ Н_{м4}=11,52+79,2+36=126,72 \text{ Па};$$

$$Н_{уч4}=Н_{пп4}+Н_{м6}=0,96+4=4,96 \text{ Па};$$

$$Н_{уч5}=Н_{пп5}+Н_{м8}=0,36+0,9=1,26 \text{ Па}.$$

Максимлалды жоғалудың мөлшері :

$$Н_{л}=\sum Н_{учі}$$

$$Н_{л}=290,18 \text{ Па}.$$

Желдеткіш айналу саны:

$$n = \frac{A}{N} = \frac{3000}{4} = 750;$$

Желдеткіш үшін электр қозғалтқышының қуатын есептейміз:

$$P_э = \frac{H_л * W_в}{3600 * 1000 * p_в * v_{ср}^2} = \frac{290,18 * 2930}{3600 * 1000 * 0,9 * 0,6} = 0,43к \ .$$

Қорыта келе мен осы бөлімде шағын су электр станциясының бас жобасын салап және де оның қоршаған ортаға әсеріне талдау жасадым. Одан ары қарай диспетчер бөлмесіндегі ауа алмасу жүйесіне және жарықтану жүйесіне есеп жүргізіп анықтадым.

8 Экономикалық бөлігі

8.1 Шағын ГЭС жоспарлаудағы технико экономикалық талдау жасау. Жұмыстың экономикалық тиімділігін дәлелдеу

Электроэнергетика өзіне бірнеше секлторды қосады: Электр энергиясын өндіру, оныл тарату секторы жәнел электржабдықтау Қазақстан Республикасында электр энергиясын өндіру секторын 63 станциялары құрайды. Жалпы алғанда, Қазақстан бойынша ЖЭО үлесі 84%, су электрстанцилясы мен газ турбиналы электрстланциялары 10% және 6%. Біздің энергетиканың басты мәллесі электрстанлцияларында іске қосылып отырған тезнолгиялық қондырлғылардың көпшілігі іске жарамсыз болып қалған. Осы жылға Қазқасталндағы электрстанцияларныда өндлірілігеи қуаттың жоспарланған орнатылған мәні- 19 272 МВт, ал іс жүзінде өндірілігені - 15 927 МВт тең, яғни қуаттың айырымы - 3 345 МВт [1].

Республиканыңтерриториясы бойлынша электрэнергиясының бірқалыпсыз таралуы байқалады, себебі отынның негізгі базалары республиканың солтүстік облыстларында отаралған. Қазақстанның солтүслтік аумағына барлық электрстанцияларныда орнатылған электр қуатының 42% ілі болып келеді, сол себепті элелктр энергиясының айтарықтай көлемін оңтүстік және батыс аумақтарға тасымалдау қажеттілігі туындайды. Қазақстанның Оңтүстік аумағында электр энергичсының тапшылық етуі отынның базаларынның аз болуына байланылсты. Сонымен қатар Оңтүстік Қазақстан облысына электр энергиясын тасымалдау Өзбекстаннан тасымлалдау іске асырылады. Дүниежүзілік нарықта сутегі құнынын өсуі газ турбиналы электрстанцияларының электрэлнергиясы көмір электрстанцияларының электрэнергиясымен бәсекелес бола алмайды. Осы мәселердә қатаң түрде шешпейтін болсақ болашақта Республиканың барлық аумақтары бойынша электрэнергилясының тапшылық ққаупі төніп отыр.

Кесте 8.1 – СЭС Электрэнергиясын өндіру, (млрд кВт·сағ)

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Начало 2016
5,83	6,39	6,69	6,79	7,17	7,66	8,03	7,87	8,27	1,61

Кесте 8.2 – Электрэнергиясын тұтыну , (млрд кВт·сағ)

2011	2012	2013	2014	2015	2016
6,77	7,19	7,67	8,06	7,79	8,32

Егер 2015 жылы электлрэнергиясын тұтыну 77,9млрд.кВт/сағ құраса, оперативті мәдіметтер бойынлша 2016 жылы тұтыну тұтыну 7,3% өсіп, 83,62 млрд.кВт/сағ құраған. 2000 жылы Қазақстан Республикасында

электрэнергияслын тұтыну 55 млрд.кВт/сағ-тан кем болмаған.Мамандардын болжамы бойынша электрэнергиясны тұтыну жыл салйын тек өсіп отырады.

8.2 Инвестициялық жоспар

Қуаты 50 МВт газ турбиналы станциясына қажетті инвестицияны анықтаймыз.

Электр станциясын салуға клететін қаржы салымдарын төмендегідей беруге болады:

Қазіргі доллар ағымын ескерсек, онда:

1 $.= 330 тг.

$$К = К_{менш.} * Т_{орн} * К_{т.к.} ; \quad (8.1)$$

мұндағы $К_{менш.}$- меншікті қаржы салымы, 1100$/кВт=3,23400 тг/кВт;

$Т_{орн}$ - орнатылатын қуат, 50 МВт;

$К_{т.к.}$- станасаны қандай аймаққа салынатын ескеретін түзету коэффициенті 1.1

К = 1100·1,1·50=60,5млн, $=19,965млн тг.

$$\sum К=К_0 +К_с +К_м +К_{пр.} \quad (8.2)$$

Мұнда, $К_0$ – қондырғылар сатып аллуға кететін ақша жұмсау қаражаты, ∑К-ның 53%-ын құрайды;

$К_с$ –құрылыс жұмыстарлына кететін ақша жұмсау қаражаты, ∑К-ның 35%-ын құрайды;

$К_м$ – монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ∑К-ның 7%-ын құрайды;

$К_{пр}$ – басқа да шығындларға кететін ақша жұмсау қаражаты, ∑К-ның 5%-ын құрайды;

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$К_0$=(60,5·53)/100=32,065 млн $. = 10581,45 млн тг.

$К_с$ =(60,5·35)/100= 21,175 млн $. = 6987,75 млн тг.

$К_м$ =(60,5 ·7)/100=4,235 млн $. =1397,55 млн тг.

$К_{пр}$ =(60,5·5)/100=3,025 млн $. =998,25 млн тг.

Бұл мәнді (2) формулаға қойып есептесек:

∑К=10581,45+6987,75+1397,55+998,25 = 17787 млн тг.

Келісімді қуат W – энергожабдықтау құрылымымен келісілген максималды жүлктеме кезіндегі абоненттің есептік сағаттық қуаты. Орташа есеппен максимумды қолдану уақыты $T_м$ =6500 сағат. Осыдан:

$$W = P \cdot T_{м,} \text{ мың кВт·сағ,} \qquad (8.3)$$

$$W = 6500 \cdot 50 = 325 \text{ млн кВт·сағ.}$$

Стансаның жылдық шлығындарын анықтау

Жалпы стансаға келтетін жылдық шығындарға- еңбек ақы ($Ш_{еақ}$), негізгі қордың амортизациялық жарлнасы ($Ш_а$), ағымдағы жөндеу шығындары ($Ш_{жөн}$), жалпы станциялық шығындар ($Ш_{жст}$) кіреді

$$Ш_{ст} = Ш_а + Ш_{еақ} + Ш_{жөн} + Ш_{жст}. \qquad (8.4)$$

Қаржы салулар және негізлгі қорлардың амортизациялық шығарылулары Иа шығынлдық немесе негізгі жабдықтардың, құрылыстар, ғимараттар, қосалқы жабдықтарды жетлілдіруі мен жаңартылуына шығарылатын қаржымен анықталады. Ұлттық эконломикада тұрақтылық болмағасын және тіпті амортлизация процессі туралы бір ауыздық пікір болмағанның қазіргі мезгілде ламортизация шығаруға қажетті санды анықтау өте қиын.

$$Ш_{аморт} = \alpha_i / 100 \cdot K = \frac{5}{100} \cdot 19965 = 998{,}25 \text{ млн.тг}$$

Мұндағы $Ш_{амор}$ - амортизацилялық аударылымдар сомасы, млрд тг;

K - негізгі қорлар құны, млн. тг;

α_i – амортизацлиялық аудырылымдар нормасы, 5%

Ағымдағы жөндеу шығындарына $Ш_{жөн}$, негізгі және қослалқы жабдықтар, құрылыстар, ғимараттар және автопларктың жөндеу шығындары жатады:

$$Ш_{а/ж} = (0{,}1 - 0{,}2) \cdot Ш_{аморт} = 0{,}1 \cdot 998.25 = 99.8 \text{ млн. Тг,}$$

Жалпы станциялық шығындарға $Ш_{ж.ст.}$ сым тетікке, ұялы байланыс және байланыстың басқа түрллеріне кететін шығындар, есептегліш техниканың қызметі, еңбекті қорғау шығындары, кадрлар дайындау шығындары, құқықтық дәрістік шығындар, банк қлызметі, агротехнлика қызметі, лифтілер, өрт сөндіруші және қорғаныс қызметі, кеңселік және пошталық қызметтері кіреді:л

$$Ш_{ж.ст.} = (0{,}16 - 0{,}32) \cdot (Ш_{еак} + Ш_{аморт} + Ш_{а/ж}) = 0{,}2 \cdot (0{,}0002 + 998.25 + 99.8) =$$

$$= 219.61 млн.тг;$$

Стансаның жылдық шығындарын анықтау

$Ш_{ст}=Ш_{а}+Ш_{еақ}+Ш_{жөн}+Ш_{жст}=998{,}25+0{,}0002+99{,}8+219{,}61=1317{,}66$ млн. Тг;

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{ст}}{W}, \quad \frac{тг}{кВт \cdot саг}; \tag{8.5}$$

$$S = \frac{1317.66}{325} = 4, \quad \frac{тг}{кВт \cdot саг};$$

Өзіндік құнға тағы 10% қосамыз өйткені табыс ескерілуі керек. Ол келесідей анықталады:

$$S = 1{,}1 \cdot S = 1{,}1 \cdot 4 = 4{,}4, \quad \frac{тг}{кВт \cdot саг}.$$

Жылдық кірілсті анықтаймыз. Станция арқылы кіріс налогы 20%, электр энергияның шығыны 10% құрайды деп аламыз:

$$\sum П_{Г} = W_{год} \cdot 0{,}1 \cdot S_{ЭС} \cdot 0{,}8 \text{млрд. тг.} \tag{8.6}$$

$$\sum П_{Г} = 325 \cdot 0{,}1 \cdot 4{,}4 \cdot 0{,}8 = 1314.4 \text{ млн тг.}$$

Өнекәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum П = \sum П_{Г} = 1314.4 \text{ млн тг.}$$

NPV анықтау (тазал әдеттегі құн);

Берілген әдіс келесіден тұрады:

- Керекті шығын бағасы анықталады, яғни берілген жоба үшін неше қаражат керек екенлі анықталады.
- Жобадан келешелкте түсетін ақшалай түсілімдердің қазіргі бағасы есептелінеді. Әр жылдалғы табыс CF (кеш-флоу)қазіргі уақытта беріледі.

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+i)^t} / I_0. \tag{8.7}$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

r – банктің пайыздық қойымы.

Берілген шығын бағасы (I_0) берілген табыс бағасымен салыстырылыналды. Олардың айырымы жобаның таза әдеттегі құнының бағасын береді.

Берілген жлобаны тұтастай инвестлициялауды бағалауды таза әдеттегі құн (NPV) әдісімен жүргіземіз. Инвелстиция анализінің осы әдісі инвестициялаушы жобланы ұсыну нәтижесінде фирманың құндылығының өсу шамасын көрсетеді, олл екі сілтемеден тұрады:

1) Кез келген өнеркәлсіп өзінің нарықтық құнының өсуіне ұмтылады.

2) Әр түрлі уақыттағы шығынлдардың біркелкі емес құны болады.

NPVанықтау үшін жобаның әр жлылдағы қаржы ағынылның шамасын сараптау керек, сосын олалрды уақыт бойынша теңестіру үшін жалпы бөлімге келтіру керек. Яғни NPV жобаны тарату барлысында туындайтын ақша түсімдерінің қосындысы аралсындағы айырмашылық.

Таза келтлірілген құн келесідей анықталады:

$$NPV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \tag{8.8}$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

r – банктің пайыздық қойымы.

I_0– толық қосынды инвестиция.

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF=П_ч+И_{ао}, \tag{8.9}$$

мұнда $П_ч$ – таза кіріс, млн теңге;

$И_{ао}$ –амортизациялық аударымдар, млрд. теңге.

$$CF = 1314.4 + 998.25 = 2312.65 \text{ млн. тг};$$

$$PV = 2312.65 \cdot 0{,}99 = 2289.5 \text{ млн. тг};$$

$$NPV = -19965 + 2289.5 = -17675 \text{ млн. тг}.$$

Кесте 8.3- Берілген нұсқа үшін NPVесебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млрд. теңге.	$\frac{1}{(1+r)^n}$	NPV, млрд. теңге.
0	19965	1	-17675
1	19965	0,99	-15408,6
2	19965	0,98	-13165
3	19965	0,97	-10944,8
4	19965	0,96	-8747,7
5	19965	0,95	-6620
6	19965	0,92	-4538,6
7	19965	0,9	-2480,34
8	19965	0,89	-445,2
9	19965	0,88	1566,8

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 9 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

Рентабелділік инлдексі – profitability index (PI) – таза дисконтталған пайданы инвестицияға бөлу арқылы анықталады.

Егер:

PI>1, онда жобаны қабылдау керек;

PI<1, онда жобаны қаблылдаудың керекгі жоқ;

PI=1, жоба пайда да және шығында әкелмейді.

Рентабелдік индексі таза дисклонтталған құннан айырмашылығы салыстырмалы көрсеткіш боллып саналады. Жобаларды таңдауда, егер олардың NPV бірдей болған кезде PI қарап таңдайға болады.

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{2312.65}{0,88} / 19965 = 1,21$$

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі)

Бұл әдіс бастапқы инвестиция сомасын төлеу үшін қажет мерзімді анықтау боллып табылады. Орнын тлолтыру (PP) есебінің алголритмі инвестициядан жекеленген кірістіл бірдей тарату тәуелді болады. Егер кіріс бірдей болса, онда төлеу мерзімі бір уақыттағы шығынды жылдық кіріс шамасына бөлу арқылы есептеледі.

$$PP = \frac{I_0}{CF} = \frac{19965}{2312.65} = 8,63.$$

Қорытынды

Бұл дипломдық жобам 4 негізгі бөліктен тұрады:

- теориялық-ақпараттық бөлігі;
- электрлік бөлік;
- өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлігі;
- экономикалық бөлігі.

Дипломдық жобада шағын су электр станциясын жобаладым. Соған байланысты есептеуді 2 нұсқада жүргізіп, қуаттар баланслын құрып, техника-экономикалық салыстыру арқылы тиімді нұсқамды таңдап, соның қысқа тұйықталу тогын тауып, бас электрлік сұлбасын жобаладым.

Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлігінде су электр станцияларының қоршаған ортаға ләсерлерін, станцияның диспелтчерлік бөлмесінің табиғи жарықтануға және станцияда болатын шудың деңгейін бағалап есептедім.

Экономикалық бөлігінде техника-экономикалық салыстыру, инвестициялық жобаларға есептеуллер жүргізу арқылы жобаланып жатқан электр станциясының өзін-өзі ақтайтыны және 9 жылда инвелстиция сомасын өтейтінін дәлелдеп көрдім.

Қорытылндылай келе, қазіргі таңда дәстүрлі энергетика экологиялық тиімсіз, жаңартылған энергия көздері экономикалылқ жағынан тиімсіз болуына байланысты, гидроэнерлгетика, оның ішінде шағлын гидроэнергетика өзің экологиялық, экономикалық тиімді, қолдану жағынан арзан екені дәлелденді.

Әдебиеттер тізімі

1 Хожин Г.Х. Электроэнергетика (Электр станциялары). Оқулық. Қазақстано Республикасоының білім және ғылым министрлігі бекіткен. - ЖШС РПБК «Дәуір», Алматы, 2011.

2 Хожин Г.Х., Кузембаева Р.М., Соколов С.Е. Электр станциялары мен қосаолқы станциялар. № 1 Есепотеу-сызбалық жұмысқа арналған әдістемелік нұсқаулар(5В071800 – электр энергетикасы және 5В081200 – ауыл шаруашылығын энергиямен қамтамасыз ету мамандықтары бойынша студенттеріне арналған). - Алматы: АЭжБУ, 2013 – 19 б.

3 Хожин Г.Х., Леньков Ю.А., Русско-казахский словарь по специальности «Электроэнергетика», учебное пособие., Рекомендовано Ученым Советом Алматинского института энеоргетики и связи и институтом языка знания им. А. Байтурсынова Комитета Науки МОиН РК. – Алматы:АЭжБУ., 2013. – 294 б.

4 Хожин Г.Х. Электр станцоиялары мен қосалқы станциялар. Оқулық – Алматы: “Ғылым” ғылыми баспа орталығы, 2014ж., 452-б.

5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные маотериалы. М.: Энергоатомиздат, 1989г.

6 Правила устройства электроустаноовок. М.: Энергосервис, 2002, -280с.

7 Нормы технологического проектирования теплоовых электрических станций. М.: Минэнерго, 1986г.

8 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М. Электрические станции и подстанции, Методические уоказания к выполнению расчетно графической работы №1 для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика, Алматы, АИЭС: 2009., 17с.

9 Хожин Г.Х., Соколов С.Е., Кузембаева Р.М. Электрические станции и подстанции, Методиоческие указания к выполноению расчетно графической работы №2 для студеонтов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика, Алматы, АИЭС: 2009., 39с.