ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станцыялары, тораптары және жүйелері
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Алматы облысы Жамбыл ауданының "жаңа құрылыс" елді мекенін электрмен жабдықтау
мамандығы бойынша

Орындаған Абу Б.Қ ЭССк-12-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші к.т.н., доцент Матаев У.М.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к., профессор Жакупов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «____» _____ 20___ ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
т.ғ.к., доценті Абдимуратов Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «____» _____ 20___ ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы Соколова И.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «25» 05 20 16 ж.
(қолы)

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

Электр энергетика факультеті
5В071800 - Электр энергетикасы мамандығы
Электр станциялары, тораптары және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Абу Бектас Файратұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Алматы облысы Жамбыл ауданының "Жаңа құрылыс" елді мекенін электрмен жабдықтау
ректордың « 19 » 10. 2015 ж. № 148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ ж.

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

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

1. Жобаланатын ауданның қысқаша сипаттамасы
2. Трансформаторлар санын анықтау
3. Желі теміндеріндегі сымдардың қимасын және кернеудің шығынын анықтау
4. Қосқа түйықталу токтарын есептеу
5. Өмір тіршілік қауіпсіздігі.
6. Экономикалық бөлім.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өнеркәсіптік қауіпсіздігі	Абдимуратов А.С.		
Экономикалық бөлім	Жакупов А.А.		
Мәдениет бақылаушы	Сокольва Н.С		

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Жобаманатан ауданның сипаттамасы. Мәліметтер жинау	11.01 - 25.01.16.	
2.	Жеңі режимдерін, сымдардың диаметрін, кернеудің шығынын анықтау	01.02 - 12.02.16.	
3.	Қосқа тұйықталу токтарын есептеу	15.02 - 19.02.16.	
4.	Өміртіршілік қауіпсіздігі	1.03 - 14.03.16.	
5.	Экономикалық бөлім	28.03 - 11.04.16.	

Тапсырманың берілген уақыты «_____»_____20___ж.

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

Жоба жетекшісі _____ к.т.н., доцент Матаев У.М.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Абу Б.Қ.
(қолы) (аты -жөні)

Андатпа

Дипломдық жобада Алматы облысы, «Жаңа Тұрмыс» ықшам ауданын электрмен жабдықтау есебі жүргізілген. Сыртқы жарықтандыру тораптарына есептеу орындалды. Күштік трансформаторлы қосалқы станцияға таңдау жүргізілді.

Сыртқы электрмен жабдықтау сұлбасы есептелді және таңдалды, сонымен қатар 0,4 кВ тарату құрылғыларына есептеу жүргізілді және кабель желілерінің қорғанысы үшін электрлік аппараттарға тексеру жүргізілді.

Экономикалық бөлімде сыртқы электемен жабдықта сұлбасының екі нұсқасына, сонымен қатар трансформаторлар саны мен қуаты әр түрлі трансформаторлы қосалқы станцияға салыстыру жүргізілді.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде жасанды жерлендіруге есептеу жүргізіледі.

Аннотация

В предоставленном дипломном проекте, произведено энергоснабжение жилого микрорайона «Жана Турмыс» Джамбульского района Алматинской области. Выполнен расчет наружной осветительной сети. Произведен выбор силовых трансформаторных подстанций с проверкой их по перегрузочной способности.

Выбрана и рассчитана схема внешнего энергоснабжения, а также проведен расчет распределительной сети 0,4 кВ, с последующей проверкой электрических аппаратов для защиты кабельных линий.

В экономической части предложено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем внешнего энергоснабжения, а также сравнение трансформаторных подстанций с различной мощностью и числом трансформаторов.

В разделе безопасность жизнедеятельности человека описывается расчет искусственного заземления.

Annotation

The provided thesis project, energy produced by a residential district «Algabas» Almaty. The calculation of the outdoor lighting network . Produced selection of power transformer substations with checking their overload capacity.

Selected and designed an external power supply circuit , and calculated the 0.4 kV distribution network , followed by a test of electrical apparatus for protection of cable lines.

In the economic part of the suggested technical and economic comparison of the two options schemes of external power supply , as well as a comparison of transformer substations with different power and the number.

In the safety of human life is described by the calculation of artificial ground.

Мазмұны

1	Кіріспе……..	7
2	Жобаланатын ауданның қысқаша сипаттамасы…….	8
2.1	Электрлік жүктемелерді есептеу……..	10
2.2	Коммуналды – тұрмыстық тұтынушылардың жүктемесін есептеу	10
2.3	Сыртқы жарықтандыру жүктемесін есептеу……	12
2.4	Орташа өлшенген cosφ есептеу…….	13
2.5	Жалпы жүктемені анықтау…….	15
3	Толық қуатты анықтау……	15
4	Трансформаторлы қосалқы станциялар санын анықтау. 0,38 кВ тораптардағы кернеудің рұқсат етілген шығынын есептеу…….	16
5	ТҚС орналастыру орнын анықтау……	17
6	0,38 кВ тораптарының сұлбасын құру……	19
6.1	0,38 кВ тораптарын электрлік есептеу……..	20
6.2	Есептік жүктемелерді анықтау……...	20
6.3	Қуаттың орташа өлшенген коэффициентін анықтау……	25
6.4	Торап телімдерінде толық қуатты анықтау…….	25
6.5	Эквивалентті қуатты анықтау…….	26
6.6	Желі телімдеріндегі сымдардың қимасын алдын-ала анықтау…	27
7	Желі телімдерінде кернеудің шығынын анықтау…….	28
7.1	10 кВ тораптары электрлік есептеу…….	31
7.2	Есептік жүктемелерді анықтау……..	31
7.3	Қуаттың орташа өлшенген коэффициентін анықтау……	34
7.4	Торап телімдерінде толық қуатты анықтау……..	34
7.5	Эквивалентті қуатты анықтау……	34
7.6	Желі телімдеріндегі сымдардың қимасын алдын-ала анықтау…..	35
8	Желі телімдеріндеге кернеу шығындарын анықтау……	36
8.1	Электр энергияның шығынын анықтау…….	39
8.2	0,38 кВ тораптарда электр энергия шығынын анықтау…….	39
8.3	Трансформатордағы электр энергияның жылдық шығынын анықтау…….	39
8.4	Жалпы шығында анықтау……...	40
9	10 кВ желідегі электр энергия шығынын анықтау……	41
10	Трансформаторлы ҚС және желілердің құрылымдық орындалуы	43
10.1	Қысқа тұйықталу тогын есептеу……	44
11	Қосалқы станцияның аппаратураларын таңдау…….	50
11.1	Өмір тіршілік қауіпсіздігі……	54
11.2	Жабдықтарды талдау…….	54
12	Найзағай арқансымының маркасын таңдау……...	56
12.1	Экономикалық бөлім……..	64
12.2	Өндіру жобасы…….	64
12.3	Сату нарығын талдау…….	64
12.4	Ұйымдастырмалық жоба……	65

12.5 Қайта құруға жұмсалатын қаражатты есептеу…… 66
12.6 Инвестицияның экономикалық тиімділігін бағалау…… 68
Қорытынды…… 74
Қолданылған әдебиеттер тізімі……... 75

Кіріспе

Электрлендіру, яғни электр энергиясын халық шаруашылығының барлық саласында өндіру, тарату және қолдану – техникалық өрлеудің негізгі факторының болып табылады.

Электрлендіру базасында өнеркәсіп дамып, электр энергиясы халық және көлік шаруашылығының барлық саласына «ене» бастады.

Қазіргі уақытта халық шаруашылығының барлық нысандары электр энергиясын қолданады, барлық елді мекендер мен қалалық көп қабатты үйлерде электр тоғының сырттан кірген жері болады. Барлық елді мекендер әуе және кабель желілерімен қамтылған. Бірақ, бұл елді мекендерді электрмен жабдықтау бойынша жұмыстың аяқталғанын білдірмейді – коммуналды тұрмыстық тұтынушылардың электрлік жүктемесі үздіксіз өсуде, әуе электр беріліс желілерін және жаңа кабель желілерін тұрғызу мен кеңейту, қайта жөндеу қажеттіліктері пайда болуда. Келешекте ауыл шаруашылығын электрлендіру болашағы ашылауда. Ауыл шаруашылық өндірісінде электр энергияның тұтынылуының көлемін арттыру, ауыл шаруашылығының энергиямен жарақтандырылуын жоғарылату, сонымен қатар ауыл тұрғындарының коммуналды-тұрмыстық қажеттіліктеріне электр энергиясын жіберу жоспарлануда.

Ауылдық жерлердегі өндірістік кәсіпорындарды және елді мекендерді электрмен жабдықтау өнеркәсіптік кәсіпорындармен қалаларды электрмен жабдықтаумен салыстырғанда өзінің ерекшеліктері бар. Негізгі ерекшеліктері – электр энергиясын қуаты аз тұтынушылардың санына жеткізу қажеттілігі, электр энергия сапасының төмендігі, сенімділікті жоғарылатуға талаптар және т.б. Осылайша, ауыл шаруашылығын электрмен жабдықтау мағынасының зор екенін көруге болады. ауыл шаруашылығын өшндірісінде электр энергиясын қолданудың экономикалық тиімділігі осы мәселелерді тиімді шешілуіне байланысты болады.

1 Жобаланатын ауданның қысқаша сипаттамасы

Жобаланатын қосалқы станцияның аудан орталығы Алматы қаласының оңтүстігінде орналасқан. Жамбыл ауданының аумағы 3650 кв.км құрайды және ол оңтүстік-шығыстан оңтүстік-солтүстікке қарай созылып жатыр, онда ауыл шаруашылығы мақсатындағы өндірістік нысандар, елді мекендер, ұсақ және орта коммерциялық құралымдар орналасқан. Аудан аумағындағы тұрғындардың саны 2,5....4 мың адам.

Ауыл шарушылықтағы жерлердің ауданы 2500 мың.га., оның ішінде егіндік жер 180 мың.га,. оның 8700 га суармалы жер.

Ауданның аумағында малшаруашылық және құс шаруашылық кешендері бар, 1000 аса қара мал басы мен 5000 артық құс шығарылады.

Ауданның аумағында электрмен жабдықтау сенімділігі бойынша тұтынушылардың II және III санатына жататын өндірістік нысандар бар. Ауыл шаруашылық ауданының электрлік энергияның тұтынушылары бойынша мәліметтер түсіндірме жазбада көрсетілген.

Табиғаттық-климаттық шарттар бойынша ауыл шаруашылықта аудан көктайғақ бойынша IV категорияға, желдің жылдамдықта ағыны бойынша – III категорияға жатады, қыстық мерзім үшін орта тәулікті температура - 10-14°С.

Бұл аудан орталығы ҚР оңтүстік астанасы Алматы қаласынан 60 км орналасқан және одан 15 км қашықтықта жобаланатын «Жаңа Құрылыс» елді мекені орналасады, онда 1,2 мың адам тұрады деп жоспарланған (100 ауладан аса).

Сонымен қатар, жобаланатын ауданда қоғамдық және өндірістік нысандардың, коммерциялық құралымдардың құрылысы жоспарлануда.

Жобалауға тапсырма (Аудан әкімшілігі ұсынған Жамбыл ауданын дамыту жобасына сәйкес):

1. Жобаланатын қалалық түрдегі елді мекеннің карта сұлбасы;
2. Көп пәтерлі тұрғын үйге электр энергияның жылдық тұтынылуы бір пәтерге – 3950 Вт·сағ.;
3. Тұтынушы қосалқы станцияның түрі - КТП;
4. Жердің кедергісі - ρ=195 Ом·м;
5. Қоғамдық және өндірістік тұтынушылар 1.1 кестеде келтірілген [2].

1.1 кесте - Қоғамдық және өндірістік тұтынушылар

Жүктеме шифрі	Нысанның атауы	Күндізгі максимум		Кешкі максимум		$cos\varphi_д$	$cos\varphi_в$
		$P_Д$, кВт	$Q_Д$, кВар	$P_В$, кВт	$Q_В$, кВар		
03	Жалпы білім беретін мектеп	14	7	20	10	0,85	0, 9
12	25 орынға бала бақша	4	--	3	--	0,85	0,9
18	Әкімшілік ғимараттары	15	10	8	--	0,85	0,9
26	105 – 200 орынға көрермендер залы бар клуб	6	3	18	10	0,85	0,9
35	3 орынға медициналық пункт	10	3	10	3	0,85	087
51	4 жұмыс орынға азық-түлік дүкені	10	5	10	5	0,85	0,9
61	20 орынға монша	8	5	8	5	0,85	0,9
59	2 жұмыс орынға дәріхана	3	2	3	2	0,85	0,9

2 Электрлік жүктемелерді есептеу

2.1 Коммуналды – тұрмыстық тұтынушылардың жүктемесін есептеу

Қазақстан Республикасында «Жалпы мақсаттағы тораптарына қосылатын қабылдағыштардағы электрлік энергия сапасының нормасы» МЕМСТ 13109-03 жұмыс істейді.

Электрлік тораптардың нақты жұмыс шарттарында тұтынушылар жүктемесінің үздіксіз өзгеруінің, жоспарлы және апаттық қосылулардың, электр энергиясының жеке қабылдағыштарының ажырауының әсерінен оның режимдерінің параметрлері кең ауқымда өзгереді.

Үшфазалы токтың ең көп таралған тораптары үшін жіберілетін электр энергия сапасының көрсеткіштері кернеудің ауытқуы болып табылады.

Ауылдық тұрғын үйлерге (электр энергиясының санауыштары бар бір пәтерлі үй немесе көп пәтерлі үйлер) енгізулерде есептік жүктеме электр қыздырғыш аспаптарды қолданусыз анықталады, пәтер ішіндегі тұтынуға байланысты. Электр тұтынылу мәні ауылдық жердегі электр энергия тұтынушыларын тексеру мәліметтері бойынша алынады.

Электрлік жүктемелерді есептеу үшін елді мекеннің масштабта жоспарын сызамыз, жоспарда өндірістік жүктемелерді орналастырамыз, барлық коммуналды-тұрмыстық тұтынушыларды топтастырамыз, топтарға нөмер иелендіреміз (береміз).

Шамалас тұтынушылардың есептік қуаты келесі формулалар бойынша анықталады:

$$P_{Д.} = P_{рас} \cdot n \cdot k_{о} \cdot k_{уч.д}$$

$$P_{В.} = P_{рас} \cdot n \cdot k_{о} \cdot k_{уч.В}$$

мұндағы $P_д$, $P_в$, - тұтынушалар мен олардың топтарының күндізгі және кешкі есептік жүктемелері, кВт;

n – топтағы тұтынушылардың саны, дана;

$P_{рас}$ – тұтынушыға кірмедегі есептік жүктеме, кВт, көп пәтерлі тұрғын үйге электр энергияның жылдық тұтынылуына байланысты анықтаймыз $W_{сущ}$ = 58500 кВт.сағ., [2] 3.1 номограмма бойынша жетінші үйге $P_{рас}$ =23,4 кВт;

$k_{уч.д}$, $k_{уч.в}$ – жүктеменің күндізгі және кешкі ммксимумға қатысу коэффциенті, коммуналдық тұтынушылар үшін $k_д$ = 0,3, $k_в$ = 1 [1];

$k_о$ – бірмезгілдік коэффициенті ([2] 3.5 кесте).1 топ.

5 көп пәтерлі тұрғын үйлердің (Д-5) топтары үшін есептеу жүргіземіз, (2.1) және (2.2) формулаларға сандық мәндерді қойып келесіні аламыз:

$$P_{Д.} = P_{рас} \cdot n \cdot k_{о} \cdot k_{уч} = 23{,}4 \cdot 5 \cdot 0{,}3 \cdot 0{,}55 = 19{,}3 \text{ кВт}$$

$$P_{В.} = P_{рас} \cdot n \cdot k_{о} \cdot k_{уч.В} = 23{,}4 \cdot 5 \cdot 1{,}0 \cdot 0{,}55 = 64{,}35 \text{ кВт}$$

Басқа топтар үшін есептеулерді осыған ұқсас түрде жүргіземіз. Есептеу нәтижелерін 2.1 кестеге енгіземіз.

2.1 кесте – Коммуналды-тұрмыстық тұтынушылардың есептік жүктемелері

Тұтынушылардың топтары	$P_{рас}$,кВт	Топтардың саны	$k_{о}$	Рд,кВт	Рв,кВт
5 үйден тұратын топ (Д-5)	23,4	2	0,55	19,3	64,35
6 үйден тұратын топ (Д-6)	23,4	8	0,53	22	74,4
7 үйден тұратын топ (Д-7)	23.4	3	0,49	24,1	80,26

Барлық елді мекеннің есептік жүктемесі $P_{рас}$

Барлық тұтынушыларды өлшемдес (шамалас) қуаттары бойынша топтарға бөлеміз және әр топтың есептік жүктемесін анықтаймыз:

1-ші топ.

Көп пәтерлі тұрғын үйлер (79).

$$P_{Д1.} = P_{рас} \cdot n \cdot k_{о} \cdot k_{уч.Д} = 23{,}4 \cdot 0{,}28 \cdot 79 \cdot 0{,}3 = 155{,}28 \text{ кВт}$$

$$P_{В1.} = P_{рас} \cdot n \cdot k_{о} \cdot k_{уч.В} = 23{,}4 \cdot 0{,}28 \cdot 79 \cdot 1{,}0 = 517{,}6 \text{ кВт}$$

2-ші топ.

190 оқушыға арналған жалпы білім беретін мектеп, 300-400 орындық көрермен залы бар клуб, 13 дәрігерлік қызметкерлерге арналған дәрігерлік (медициналық) орталық, 2 жұмыс орнына арналған дәріхана.

$$P_{Д2.} = k_{о} \sum P_{рас} = 0{,}78(14 + 6 + 25 + 3) = 39{,}78 \text{ кВт}$$

$$P_{В.2} = k_{о} \sum P_{рас} = 0{,}78(20 + 18 + 15 + 3) = 43{,}68 \text{ кВт}$$

3-ші топ.

Бала бақша, 20 орынға арналған монша, 4 орынға арналған азық-түлік дүкені, әкімшілік ғимараттары.

$$P_{Д3.} = k_{о} \sum P_{рас} = 0{,}78 \cdot (4 + 8 + 10 + 15) = 28{,}86 \text{ кВт}$$

$$P_{В3.} = k_{о} \sum P_{рас} = 0{,}78 \cdot (3 + 8 + 10 + 8) = 30{,}42 \text{ кВт}$$

2.2 Сыртқы жарықтандыру жүктемесін есептеу

Аудан ішіндегі жолдар мен көшелерді сыртқы жарықтандырудың негізгі тапсырмасы тәуліктің қараңғы уақыттарындағы қозғалыстың қауіпсіздігін қамтамасыз ету болып табылады. Көшені жарықтандыру жарықтық дәрежесінің нормаланған шамасын және жолдардың орташа жарықтық шамасын қамтамасыз етуі керек. Жарықтылық мүмкіндігінше бір қалыпты болуы керек.

Жерлендірілілген бейтараптама кезінде сыртқы жарықтандыру тораптарында айнымалы токтың 380/220 В кернеуін қолдану керек.

Сыртқы жарықтандыру тораптарын сымдарымен кабель немес әуе орындау ұсынылады. Негізделген жағдайларда әуе тарату тораптары үшін ықшам аудандардың және елді мекендердің көшелерін, жолдарын, аумақтарын жарықтандыру кезінде оқшауланбаған сымдарды қолдану ұсынылады.

Сыртқы жарықтандыру тіректерінің ішіндегі электр тартылымдары қорғаныс қабықшалары бар оқшауланған сымдармен немесе кабельдермен орындалады.

Арқансымдарда ілінген шамдалдарды қоректендіретін желілер арқансым бойынша өткізілген кабельдермен орындалуы тиіс [5].

Көше жарықтандыру жүктемелерін сәйкес нормалар бойынша қабылдайды, көшелер мен жолдардың көлеміне және бетіне байланысты. Жарықтандыру қондырғыларының меншікті қуаты 1...4 лк орташа жарықтандыру кезінде 1м-ге 3....13 Вт құрайды.

Сыртқы жарықтандыру қондырғыларында тиімділігі жоғары газразрядтауыш жарық көздерін қолдану ұсынылады:

- қысымы жоғары натрий шамдары – орташа жарықтандыру нормасы 4 лк кезінде көшелер мен жолдарда;
- ДРИ шамдары (металлогалогенді) – орташа жарықтандыру 10 лк кезінде жаяу жүргіншілері бар барлық категорядағы аумақтар мен көшелерде;
- ДРЛ шамдары (доғалы сынапты) қуаты әр түрлі – барлық санаттағы көшелер мен жолдарда, сонымен қатар көлік және жаяу жүргіншілерінің тоннельдерінде.

Газ разрядтауыш жарық көздері бар шамдарда жеке реактивті қуат қарымталауыштары болуы керек. Шамның қуат коэффициенті 0,85 төмен болмай керек.

Газразрядтауыш жарық көздері бар жарықтандыру қондырғыларындағы кабельдердің нөлдік талсымдарының қимасын фазалық сымдардың әр түрлі қимасымен қабылдау керек.

Шаруашылық аулаларын сырттай жарықтандыру жүктемелерінің нормативті бір орналастыруға аула периметрінің 1 м-не және250 Вт құрайды, ал қоғамдық және сауда үйлері үшін – ауданның 1 $м^2$-на 0,5 Вт.

Сыртқы жарықтандыру жобалары мен құрылғылары кезінде келесілер қамтамасыз етілуі керек:

- жарықтандыратын қондырғылардың сапалық және сандық көрсеткіштерінің нормаланған шамаларын;

- электр энергиясының тиімді қолданылуын және қондырғылардың тиімділігін;

- жарықтандыратын қондырғылардың жұмыс сенімділігін;

- тұрғындар мен қызмет көрсетуші қызметкерлердің қауіпсіздігін;

- жарықтандыратын қондырғылардың қызмет көрсету және басқару қолайлылығын.

Көшені жарықтандырудың есептік жүктемесі келесі формула бойынша анықталады:

$$P_{ул,осв} = P_{уд,ул} \cdot l_{ул} + P_{уд.пл} \cdot F_{пл}; \quad (2.1)$$

мұндағы $P_{ул.осв}$. – көшені жарықтандырудың жүктемесі, Вт;

$P_{уд.ул.}$ – көшені жарықтандырудың меншікті жүктемесі, Вт/м, (ауылдық жердегі көшелер және жүретін телімі 5....7 м көшелер үшін $P_{уд.ул.}$ =5,5 Вт/м);

$\ell_{ул.}$ – көшелердің жалпы ұзындығы, м, (ауылдың жоспарынан $\ell_{ул.}$ =1712 м);

$P_{уд.пл.}$ – ауланы жарықтандырудың меншікті жүктемесі, Вт/м;

$F_{пл}$. – ауланың жалпы ауданы, м.

Бұл жағдайда аудан болмайды. Сандық мәндерді қойып, кенлесіні аламыз:

$$P_{рас.ул.осв..} = 5{,}5 \cdot 1712 = 9{,}46 кВт$$

2.3 Орташа өлшенген cosφ есептеу

Орташа өлшемдегі cosφ келесі формуламен анықталады:

$$\cos\varphi_{ср.вз.} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i \cos\varphi_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i} \quad (2.2)$$

мұндағы P_i – і-ші тұтынушының қуаты, кВт;

$\cos\varphi_i$ - і-ші тұтынушының қуат коэффициенті.

Тұтынушылардың қуат коэффициенті қуаттың үшбұрышынан анықталады:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.3)$$

мұндағы S – тұтынушының толық қуаты, кВА;

P – тұтынушының активті қуаты, кВт;

Q – тұтынушының реактивті қуаты, кВАр.

Тұтынушы «190 оқушыға шеберханасы бар жалпы білім беретін мектеп».

Сандық мәндерді қойып, келесіні аламыз:

$$\cos\varphi_{Д} = \frac{14}{\sqrt{14^2 + 7^2}} = 0{,}85$$

$$\cos\varphi_{В} = \frac{20}{\sqrt{20^2 + 11^2}} = 0{,}87$$

Басқа өндірістік тұтынушылар үшін $cos\varphi_{Д}$ балама түрде есептейміз. Есептеу нәтижелерін 2.2 кестеге енгіземіз.

2.2 кесте – Өндірістік тұтынушылардың қуат коэффициентін есептеу

№	Тұтынушы	$P_{д,}$ кВт	$Q_{д}$, кВАр	$P_{в}$, кВт	$Q_{в}$, кВАр	$cos\varphi_{д}$	$cos\varphi_{в}$
1	350 оқушыға шеберханасы бар жалпы білім беретін мектеп	14	7	20	10	0,85	0, 87
2	Бала бақша	4	--	3	--	0,85	0, 87
3	Әкімшіліктің әкімшілік ғимараттары	15	10	8	--	0,85	0, 87
4	Көретін залы бар клуб	6	3	18	10	0,85	0, 87
5	Медициналық пункт	10	3	10	3	0,85	0, 87
6	Азық-түлік дүкені	10	5	10	5	0,85	0, 87
7	20 орынға арналған монша	8	5	8	5	0,85	0, 87
8	2 жұмыс орнына арналған дәріхана	3	2	3	2	0,85	0,9

Электр плиталары жоқ тұрғын үйлер үшін ([5], 13,1 кесте):

$cos\varphi_{д}$= 0.9;

$cos\varphi_{в}$= 0.93.

Сыртқы жарықтандыру жүктемелері үшін – ДРЛ шамдары принимаем cosφ = 0.9. сандық мәндерді қойып, келесіні аламыз:

$$\cos\varphi_{Д\cdot ср.вз} = \frac{22{,}6\cdot 0{,}9 + 14\cdot 0{,}85 + 4\cdot 0{,}85 + 15\cdot 0{,}85 + 10\cdot 0{,}85 + 10\cdot 0{,}85 + 8\cdot 0{,}85 + 3\cdot 0{,}85\cdot}{22{,}6 + 14 + 15 + 10 + 10 + 4 + 8 + 3} = 0{,}85$$

$$\cos\varphi_{Д\cdot ср.вз} = \frac{75{,}2\cdot 0{,}93 + 20\cdot 0{,}9 + 3\cdot 0{,}9 + 8\cdot 0{,}9 + 18\cdot 0{,}9 + 10\cdot 0{,}9 + 8\cdot 0{,}9 + 3\cdot 0{,}9\cdot}{75{,}2 + 20 + 3 + 8 + 18 + 10 + 10 + 8 + 3} = 0{,}91$$

2.4 Жалпы жүктемені анықтау

[1] 5.3 кестесі бойынша барлық 3 топтардың есептік жүктемелерін қосып, ТҚС шитналарындағы есептік жүктемені аламыз:

$$P_{тп.д} = P_{д.гр1} + \Delta P_{д.гр2} + \Delta P_{д.гр3} = 20,4 + 12,8 + 24,7 = 57,9 \text{ кВт}$$

$$P_{тп.в}{}' = P_{в.гр1} + \Delta P_{в.гр2} + \Delta P_{в.гр3} = 48,2 + 8,5 + 35,6 = 91,3 \text{ кВт}$$

Трансформаторлы ҚС есептік қуаты жүктеменің кешкі максимумы бойынша анықталады, себебі ол үлкен болады.

Сыртқы жарықтандыруды ескергенде, ТҚС есептік қуаты:

$$P_{тп.в} = P_{тп.в}{}' + P_{ул.осв.} = 115,0 + 9,46 = 124,66 \text{ кВт}$$

2.5 Толық қуатты анықтау

Толық қуат келесі формула бойынша анықталады:

$$S = \frac{P_{тп.}}{\cos\varphi_{ср.вз}} \text{ кВт} \qquad (2.4)$$

мұндағы $P_{тп.}$ – есептік жүктеме, кВт;

$\cos\varphi_{ср.вз}$ – қуаттың орташа өлшенген коэффициенті.

Сандық мәндерді (2.6) формулаға қойып толық күндізгі және кешкі қуатты анықтаймыз:

$$S_д = \frac{P_{тп.д}}{\cos\varphi_{ср.вз}} = \frac{57,9}{0,86} = 67,3 \text{ кВА}$$

$$S_В = \frac{P_{тп.в}}{\cos\varphi_{ср.вз}} = \frac{124,66}{0,91} = 137 \text{ кВА}$$

3 Трансформаторлы қосалқы станциялар санын анықтау. 0,38 кВ тораптардағы кернеудің рұқсат етілген шығынын есептеу

Ары қарай есептеулер үшін кернеудің ауытқу кестесін құрамыз және ол бойынша тораптағы кернеудің рұқсат етілген шығынын анықтаймыз. Электрлік тораптарды жобалаудың технологиялық нормасына сәйкес 0,38 кВ электр тораптарындағы шығындар - 8% аспау керек, оның ішінде ішкі тораптарда - 2%, сыртқы тораптарда - - 6%. 10 кВ желілерде кернеу шығыны 10% аспау керек. Трансформатордың үстемесін +7,5% деп аламыз, трансформатордағы шығындар 4% (100 % жүктеме кезінде) және – 1 % (25% кезінде). Тұтынушылардағы кернеу номиналдыдан 5%-ға жоғарыламау немесе төмендемеуі керек.

3.1 кесте – Кернеудің ауытқу кестесі

Сұлба элементтері		Жүктеме	
		100%	25%
Қоректендіруші ҚС шиналары		3	0
ӘЖ-10 кВ		-5	-2,5
Трансформатор 10/0,4 кВ	үстемелер	7,5	7,5
	шығындар	-4	-1
ВЛ-0,38 кВ	ішкі тораптардағы шығындар	-1,5	0
	сыртқы тораптардағы шығындар	-5	0
Тұтынушылардағы кернеудің ауытқуы		-5	4

Тораптардағы кернеу шығынының мәндері дипломдық жобаның есептеулерінде қолданылады.

Елді мекендер үшін ТҚС саны келесі формула бойынша анықталады:

$$n_{тп} = 0{,}35 \cdot \sqrt[3]{\frac{S^2 \cdot F}{\Delta U_{\%}^2}} = 0{,}35 \cdot \sqrt[3]{\frac{137^2 \cdot 0{,}313}{7{,}5^2}} = 1{,}64$$

Елді мекеннің ауданы F=0,313 км^2 жоспар бойынша анықталған.

Кернеудің рұқсат етілген шығыны ауытқу кестесі [6] бойынша анықталады. Есептеуде ΔU=7,5% деп аламыз.

$n_{тп}$ =1,64 болғандықтан екі ТҚС аламыз.

4 ТҚС орналастыру орнын анықтау

ТҚС орналастыру орнын анықтау үшін ауылдың жоспарына координаттардың осін қондырамыз, жүктемелердің координаттарын және олардың топтарын анықтаймыз. Нәтижелерін 4.1 кестеге енгіземіз. Одан әрі жүктеме орталығының координатын, яғни ТҚС орналастыру орнын анықтаймыз. Жүктеме орталағының координаттары келесі формулалар бойынша анықталады:

$$X = \frac{\sum_{i-1}^{n} P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i-1}^{n} P_{pi}} \qquad (4.1)$$

$$Y = \frac{\sum_{i-1}^{n} P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i-1}^{n} P_{pi}} \qquad (4.2)$$

мұндағы X_i және Y_i – жүктеме орталықтарының координаттары;

P_p – тұтынушылардың немесе олардың топтарының есептік қуаты.

4.1 кесте – ТҚС-1 үшін жүктемелердің координатын анықтау және жүктемені есептеу нәтижелері

Тұтынушының атауы	Есептік қуат, кВт		Жүктеме координаттары	
	Рд	Рв	X	Y
Жалпы білім беретін мектеп	14	20	172	572
Бала бақша	4	3	164	520
Д-4	2,6	6,6	120	620
Д-5	3,1	7,8	60	508
Д-6	3,5	8,9	272	540
Д-6	3,5	8,9	412	540
Д-4	2,6	6,6	204	460
Д-4	2,6	6,6	328	460
Д-4	2,6	6,6	104	448

4.1 және 4.2 кестенің мәліметтерін қолданып және сандық мәндерді (4.2) және (4.3) формулаларға қойып, келесіні аламыз:

1-ТҚС үшін:

$$X_1 = \frac{\sum_{1}^{n} P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{1}^{n} P_{pi}} = \frac{7609 \cdot 6}{38,5} = 197,65$$

$$Y_1 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{pi}} = \frac{39695 \cdot 2}{75} = 529{,}2$$

2-ТҚС үшін:

$$X_2 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{pi}} = \frac{16994}{78{,}8} = 215{,}65$$

$$Y_2 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot Y_2}{\sum_1^n P_{pi}} = \frac{7627{,}2}{56} = 136{,}2$$

4.2 кесте - ТҚС-2 үшін жүктемелердің координатын анықтау және жүктемені есептеу нәтижелері

Тұтынушылардың атауы	Есептік қуат, кВт		Жүктеме координаттары	
	Рд	Рв	X	Y
Әкімшілік ғимараттары	15	8	172	420
Көрермен залы бар клуб	6	18	280	408
емхана	10	10	152	364
Азық-түлік дүкені	10	10	272	364
20 орынға монша	8	8	100	232
25 орынға монша	3	3	204	232
Д-4	2,6	6,6	412	380
Д-5	3,1	7,8	100	328
Д-6	3,5	8,9	192	312
Д-4	2,6	6,6	328	332
Д-4	2,6	6,6	328	252
Д-5	3,1	7,8	196	180
Д-5	3,1	7,8,	328	164
Д-5	3,1	7,8,	220	72
Д-5	3,1	7,8,	328	72

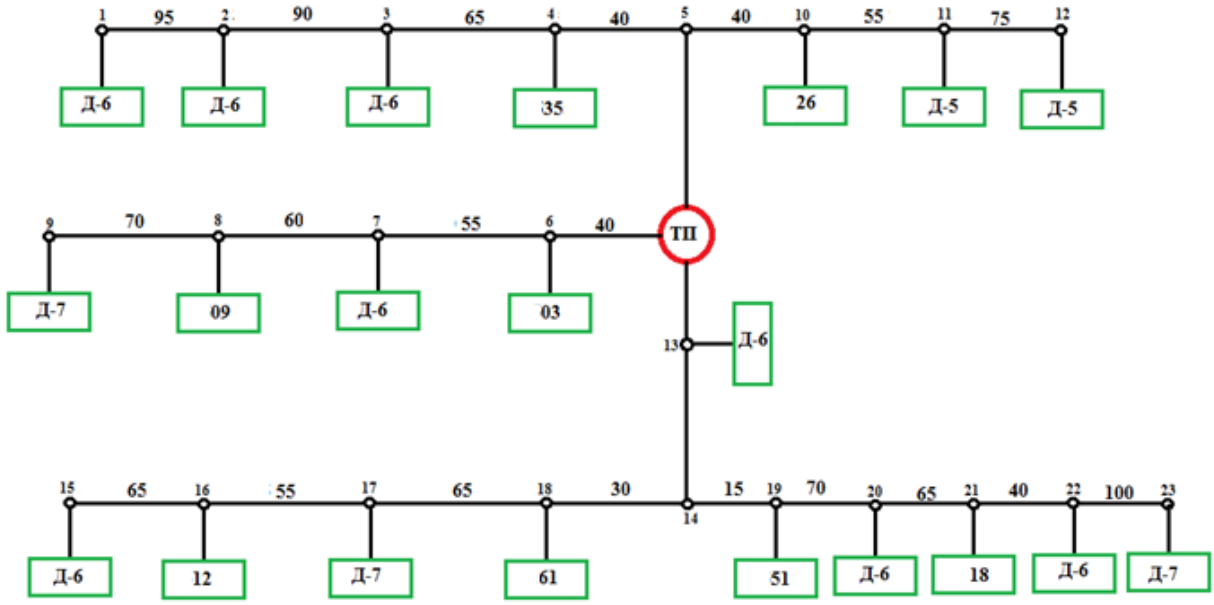
ТҚС орналасуын тапсырыс берушінің талаптарын ескеріп, орын бойынша түзетеміз. Бұл орын құрылыстардан бос болуы керек.

5 0,38 кВ тораптарының сұлбасын құру

0,38 кВ есептік сұлбаны құру бойынша әдістемелік нұсқауларды қолданып, есептік сұлба тұрғызамыз.

Есептік сұлбада келесілерді көрсетеміз:

- Қорек көзін (ТҚС);
- Желілер (Ж1, Ж2, Ж3);
- Түйіндердің нөмері;
- Түйіндер арасындағы қашықтық (метр);
- Тұтынушының шифрі;
- Тұтынушының күндізгі және кешкі есептік қуатын.



5.1 сұлба – 1-ТҚС 0,38 кВ тораптарының сұлбасы

6 0,38 кВ тораптарын электрлік есептеу

0,38 тораптарын электрлік есептеу желі сымдарының маркасы мен қимасын таңдау, сонымен қатар тұтынушының кернеу сапасын тексеру мақсатында жүргізіледі. Есептеу кезінде электрлік тораптарды жүктемелердің экономикалық интервалдары бойынша есептеу әдісін қолданамыз.

6.1 Есептік жүктемелерді анықтау

Торап телімдерінің есептік максимал жүктемелері тораптың есептік қуаттарының қосындысы бойынша келесі формуламеен анықталады:

$$P_{рас} = P_{наиб} + \Delta P,$$

мұндағы $P_{рас}$ – максимал қуаттың есептік мәні, кВт;

$P_{наиб.}$ – қуаттың ең жоғарғы мәні, кВт;

ΔP – үстемелердің соммасы, кВт.

Төменгі вольтті тораптардың есептік сұлбасын қолданып (6.1 сурет) максимал жүктемені анықтаймыз. 2-ТҚС үшін, 1 фидер:

Күндізгі максимум

Тораптың 5-6 телімі

$$P_{д(5-6)} = P_{д6} = 2{,}6\,кВт,$$

Тораптың 4-5 телімі

$$P_{д(4-5)} = P_{д(5-6)} + \Delta P = 2{,}6 + 1{,}6 = 4{,}2\,кВт,$$

Тораптың 3-4 телімі

$$P_{д3-4} = P_{д3-4} + \Delta P_4 = 4{,}2 + 1{,}6 = 5{,}8\,кВт.$$

Тораптың 1-2 телімі

$$P_{д1\text{-}2}=P_{12}=3{,}1\ кВт$$

Тораптың 1-3 телімі

$$P_{д1-3} = P_{3-4} + \Delta P_3 = 5{,}8 + 1{,}9 = 7{,}7\,кВт$$

1-ТҚС тораптың телімі

$$P_{д1-ТП2} = P_{1-3} + \Delta P_{1-2} = 7{,}7 + 1{,}9 = 9{,}6\,кВт$$

Кешкі максимум

Тораптың 5-6 телімі

$$P_{в(5-6)} = P_{д6} = 6{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 4-5 телімі

$$P_{в(4-5)} = P_{в(5-6)} + \Delta P = 6{,}6 + 4 = 10{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 3-4 телімі

$$P_{в3-4} = P_{в4} + \Delta P_4 = 10{,}6 + 4 = 14{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-2 телімі

$$P_{в1-2} = P_{в2} = 7{,}8 \text{ кВт}.$$

Тораптың 1-3 телімі

$$P_{в1-3} = P_{3-4} + \Delta P_3 = 14{,}6 + 4{,}8 = 19{,}4 \text{ кВт},$$

1-ТҚС тораптың телімі

$$P_{в(4-5)} = P_{в(5-6)} + \Delta P = 6{,}6 + 4 = 10{,}6 \text{ кВт},$$

$$P_{в1-ТП2} = P_{1-3} + \Delta P_{1-2} = 19{,}4 + 4{,}8 = 24{,}2 \text{ кВт},$$

Төменгі вольтті тораптардың есептік сұлбасын қолданып (5.1 сурет) максимал жүктемені анықтаймыз. 2-ТҚС үшін, 2 фидер:

Күндізгі максимум

Тораптың 5-6 телімі

$$P_{д(5-6)} = P_{д6} = P_{д6} = 2{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 4-5 телімі

$$P_{в(4-5)} = P_{в(5-6)} + \Delta P = 2{,}6 + 1{,}6 = 4{,}2 \text{ кВт},$$

Тораптың 3-4 телімі

$$P_{в3-4} = P_{в3-4} + \Delta P_4 = 4{,}2 + 1{,}6 = 5{,}8 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-2 телімі

$$P_{в1-2} = P_{12} = 3{,}1 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-3 телімі

$$P_{д1-3} = P_{3-4} + \Delta P_3 = 5{,}8 + 1{,}9 = 7{,}7 \text{ кВт},$$

1-ТҚС тораптың телімі

$$P_{д1-ТП2} = P_{1-3} + \Delta P_{1-2} = 7{,}7 + 1{,}9 = 9{,}6 \text{ кВт},$$

Кешкі максимум
Тораптың 5-6 телімі

$$P_{в(5-6)} = P_{д6} = 6{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 4-5 телімі

$$P_{в(4-5)} = P_{в(5-6)} + \Delta P = 6{,}6 + 4 = 10{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 3-4 телімі

$$P_{д3-4} = P_{д4-5} + \Delta P_4 = 10{,}6 + 4 = 14{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-2 телімі

$$P_{в1-2} = P_{в2} = 7{,}8 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-3 телімі

$$P_{в1-3} = P_{3-4} + \Delta P_3 = 14{,}6 + 4{,}8 = 19{,}4 \text{ кВт},$$

1-ТҚС тораптың телімі

Төменгі вольтті тораптардың есептік сұлбасын қолданып (5.1 сурет) максимал жүктемені анықтаймыз. 2-ТҚС үшін, 3 фидер:

Күндізгі максимум
Тораптың 5-6 телімі

$$P_{д(5-6)} = P_{д6} = 2{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 4-5 телімі

$$P_{в(4-5)} = P_{в(5-6)} + \Delta P = 6{,}6 + 1{,}6 = 4{,}2 \text{ кВт},$$

Тораптың 3-4 телімі

$$P_{в3-4} = P_{13-4} + \Delta P_4 = 4{,}2 + 1{,}6 = 10{,}65{,}8 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-2 телімі

$$P_{д1-2} = P_{12} = 3{,}1 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-3 телімі

$$P_{д1-3} = P_{3-4} + \Delta P_3 = 5{,}8 + 1{,}9 = 7{,}7 \text{ кВт},$$

1-ТҚС тораптың телімі

$$P_{д1-ТП2} = P_{1-3} + \Delta P_{1-2} = 7{,}7 + 1{,}9 = 9{,}6 \text{ кВт},$$

Кешкі максимум
Тораптың 5-6 телімі

$$P_{в(5-6)} = P_{д6} = 6{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 4-5 телімі

$$P_{в(4-5)} = P_{в(5-6)} + \Delta P = 6{,}6 + 4 = 10{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 3-4 телімі

$$P_{в3-4} = P_{в4-5} + \Delta P_4 = 10{,}6 + 4 = 14{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-2 телімі

$$P_{в1-2} = P_{в2} = 7{,}8 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-3 телімі

$$P_{в1-3} = P_{3-4} + \Delta P_3 = 14{,}6 + 4{,}8 = 19{,}4 \text{ кВт},$$

1-ТҚС тораптың телімі

$$P_{в1-ТП2} = P_{1-3} + \Delta P_{1-2} = 19{,}4 + 4{,}8 = 24{,}2 \text{ кВт},$$

Төменгі вольтті тораптардың есептік сұлбасын қолданып (5.1 сурет) максимал жүктемені анықтаймыз. 2-ТҚС үшін, 1 фидер:

Күндізгі максимум
Тораптың 5-6 телімі

$$P_{д(5-6)} = P_{д6} = 2{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 4-5 телімі

$$P_{д(4-5)} = P_{д(5-6)} + \Delta P = 2{,}6 + 1{,}6 = 4{,}2 \text{ кВт},$$

Тораптың 3-4 телімі

$$P_{в3-4} = P_{д3-4} + \Delta P = 4{,}2 + 1{,}6 = 5{,}8 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-2 телімі

$$P_{д1-2} = P_{12} = 3{,}1 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-3 телімі

$$P_{д1-3} = P_{3-4} + \Delta P_3 = 5{,}8 + 1.9 = 7{,}7 \text{ кВт},$$

1-ТҚС тораптың телімі

$$P_{д1-Тп2} = P_{1-3} + \Delta P_{1-2} = 7{,}7 + 1{,}9 = 9{,}6 \text{ кВт},$$

Кешкі максимум
Тораптың 5-6 телімі

$$P_{в(5-6)} = P_{д6} + = 6{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 4-5 телімі

$$P_{в(4-5)} = P_{в(5-6)} + \Delta P = 6{,}6 + 4 = 10{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 3-4 телімі

$$P_{в3-4} = P_{в3-4} + \Delta P_4 = 10{,}6 + 4 = 14{,}6 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-2 телімі

$$P_{в1-2} = P_{в2} + P_{в2} = 7.8 \text{ кВт},$$

Тораптың 1-3 телімі

$$P_{в1-3} = P_{3-4} + \Delta P_3 = 14,6 + 4,8 = 19,4 \text{ кВт},$$

1-ТҚС тораптың телімі

$$P_{в1-ТП2} = P_{1-3} + \Delta P_{1-2} = 19,4 + 4,8 = 24,2 \text{ кВт},$$

Басқа желілерді осыған ұқсас есептейміз және нәтижелерін 6.1 кестеге енгіземіз.

6.2 Қуаттың орташа өлшенген коэффициентін анықтау

Қуаттың орташа өлшенген коэффициентін келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$\cos\varphi = \frac{\sum P_{pi} \cdot \cos\varphi_i}{\sum P_{pi}}$$

мұндағы P_i – і-ші тұтынушының есептік қуаты, кВт;

$cos\varphi_i$ - і-ші тұтынушының қуат коэффициенті.

Есептеу нәтижелерін 6.1 кестеге енгіземіз.

6.3 Торап телімдерінде толық қуатты анықтау

Тораптың барлық телімдерінде толық есептік қуатты келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$S_{уч} = \frac{P_{уч}}{\cos\varphi_{уч}} \text{ кВт},$$

мұндағы $P_{уч}$ – бөліктегі есептік қуат, кВт;

$\cos\varphi_{уч}$ – қуат коэффициенті.

ТҚС үшін 5-6 бөліктің 1 фидері:

$$S_{3-6д} = \frac{6,6}{0,9} = 7 \text{ кВА};$$

$$S_{5-6d} = \frac{2,6}{0,93} = 2,8\ кВА$$

Басқа желілерді осыған ұқсас есептейміз және нәтижелерін 6.1 кестеге енгіземіз.

6.4 Эквивалентті қуатты анықтау

Осыдан кейін эквивалентті жүктемені келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$S_э = S_р \cdot К_д$$

мұндағы Sр – бөліктегі есептік қуат, кВА;

$К_д$ – жүктеменің өсу динамикасын ескеретін коэффициент. Қайтадан құрылған тораптар үшін $К_д = 0,7$.

1-ТҚС үшін тораптың 5-6 теліміндегі 1 фидер:

$$S_{эд} = 2,6 \cdot 0,7 = 1,8\ кВт;$$

$$S_{эв} = 6,6 \cdot 0,7 = 4,6\ кВт.$$

Басқа желілерді осыған ұқсас есептейміз және нәтижелерін 6.1 кестеге енгіземіз.

6.1 кесте – Толық және эквивалентті қуатты есептеу нәтижелері

№	Торап телімдері	Рд,кВт	Рв,кВт	cos φд	cos φв	Sд,кВА	Sв,кВА	Sэд,кВА	Sэв,кВА
ТҚС1									
фидер1	10-12	3,5	8,9	0,9	0,93	3,8	9,5	2,66	6,65
	9-10	5,1	12,9	0,9	0,93	5,6	13,8	3,92	9,66
	1-9	7,2	18,4	0,89	0,93	8	19,7	5,6	13,79
	6-7	3,1	7,8	0,9	0,93	3,4	8,38	2,38	5,86
	6-8	2,6	6,6	0,9	0,93	2,8	7	1,96	4,9
	4-6	4,7	11,8	0,9	0,93	5,2	12,6	3,64	8,82
	4-5	2,6	6,6	0,9	0,93	2,8	7	1,96	4,9
	3-4	6,3	15,8	0,9	0,93	7	16,9	4,9	11,83
	2-3	8,8	18,8	0,93	0,91	9,4	20,6	6,58	14,42
	1-2	19,4	32	0,9	0,9	21,5	35,5	15,05	24,85
	1-ТП	23,9	20,4	0,9	0,92	26,5	22,1	18,55	15,47
Фидер2	13-ТП	2,6	6,6	0,9	0,93	2,8	7	1,96	4,9

6.1 кестенің жалғасы

ТҚС 2									
фидер1	5-6	2,6	6,6	0,9	0,93	2,8	7	1,96	4,9
	4-5	4,2	10,6	0,9	0,93	4,6	11,3	3,22	7,91
	3-4	5,8	14,6	0,9	0,93	6,4	15,6	4,48	10,9
	1-2	3,1	7,8	0,9	0,93	3,4	8,3	2,38	5,81
	1-3	7,7	19,4	0,9	0,93	8,5	20,8	5,95	14,56
	1-ТП2	9,6	24,2	0,87	0,92	10,6	26,8	7,42	18,76
фидер2	7-ТП2	3,1	7,8	0,9	0,93	3,4	8,3	2,38	5,81
фидер3	16-15	6	18	0,89	0,87	6,7	20,6	4,69	14,42
	15-14	13,7	24,3	0,87	0,86	15,7	28,2	10,99	19,74
	14-13	29,2	35,1	0,88	0,93	33,1	37,7	23,17	26,39
	13-12	31,1	28,9	0,89	0,93	34,9	31	24,43	21,7
	12-9	35,9	33,7	0,86	0,88	41,7	38,2	29,19	26,74
	10-11	3,5	8,9	0,9	0,93	3,8	9,5	2,66	6,65
	9-10	5,3	10,7	0,86	0,88	6,1	12,1	4,27	8,47
	8-9	39,1	40,2	0,86	0,88	45,4	45,6	31,78	31,92
	8-ТҚС2	41	44,8	0,88	0,9	46,5	49,7	32,55	34,79

6.5 Желі телімдеріндегі сымдардың қимасын алдын-ала анықтау

Сымдардың маркасы мен қимасын таңдаймыз. ӘЖ қолдану және жөндеу қолайлылығы мақсатында 3-4 қимадан артық қолдануға болмайды. Сонымен бірге, механикалық төзімділігі бойынша рұқсат етілген қимасын 25 мм^2 ескереміз. Көктайғақ қабатының қалыңдығы b=5 мм.

Сымдардың қимасын таңдау үшін анықтамалық кестелерді қолданамыз. Қиманы эквивалентті қуат экономикалық жүктеме интервалының шегіне кіретіндей таңдаймыз.

Нәтижелерін 6.2 кестеге енгіземіз.

6.2 кесте – Желі телімдеріндегі сымдардың қимасы

ТҚС номері	Желі телімдері	Экономикалық жүктеменің интервалы	Сымның маркасы
1 - ТҚС			
Фидер1	10-12	5,6…26	4А50+А50
	9-10	5,6…26	4А50+А50
	1-9	5,6…26	4А50+А50
	6-7	5,6…26	4А50+А50
	6-8	5,6…26	4А50+А50
	4-6	5,6…26	4А50+А50
	4-5	5,6…26	4А50+А50
	3-4	5,6…26	4А50+А50
	2-3	5,6…26	4А50+А50
	1-2	5,6…26	4А50+А50
	1-ТҚС	5,6…26	4А50+А50
фидер2	13-ТҚС	5,6…26	4А25+А25
2 - ТҚС			
Фидер1	5-6	5,6…26	4А70+А70

6.2. кестенің жалғасы

	4-5	5,6…26	4А70+А70
	3-4	5,6…26	4А70+А70
	1-2	5,6…26	4А70+А70
	1-3	5,6…26	4А70+А70
	1-ТП2	5,6…26	4А70+А70
фидер3	16-15	5,6…26	4А70+А70
	15-14	5,6…26	4А70+А70
	14-13	5,6…26	4А70+А70
	13-12	5,6…26	4А70+А70
	12-9	5,6…26	4А70+А70
	10-11	5,6…26	4А70+А70
	9-10	5,6…26	4А70+А70
	8-9	5,6…26	4А70+А70
	8-тп2	5,6…26	4А70+А70

6.6 Желі телімдерінде кернеудің шығынын анықтау

ӘЖ телімдеріндегі кернеудің нақты шығындарын табамыз:

$$\Delta U_{уч} = \frac{S_р \cdot l_{уч}}{U_н} \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi_{уч} + x_0 \cdot \sin\varphi_{уч});$$

$$\Delta U_{уч\%} = \frac{\Delta U_{уч}}{U_н} \cdot 100\%.$$

мұндағы $S_р$ – торап телімдеріндегі есептік қуат, кВА;

$l_{уч}$ – телімнің ұзындығы, км;

$U_н$ – телімдегі номиналды кернеу, кВ;

r_0, x_0 – сымның активті және индуктивті кедергілері, Ом/км, сымдар арасындағы орта георметриялық қашықтық үшін 400 мм деп алынады.

2-6 телімдердегі 2-ТҚС 1 фидері үшін кернеу шығыны:

$$\Delta U_{5-6д} = \frac{2{,}89 \cdot 0{,}14}{0{,}38}(0{,}412 \cdot 0{,}9 + 0{,}283 \cdot 0{,}36) = 0{,}53\,В$$

$$\Delta\Delta U_{5-6д} = \frac{0{,}53}{380} \cdot 100\% = 0{,}14\%$$

$$\Delta U_{5-6в} = \frac{4{,}67 \cdot 0{,}072}{0{,}38}(0{,}412 \cdot 0{,}9 + 0{,}283 \cdot 0{,}37) = 1{,}27В$$

$$\Delta U_{5-6в} = \frac{1,27}{380} \cdot 100\% = 0,34\%$$

Желінің басқа телімдеріндегі кернеу шығынын осыған ұқсас есептейміз және нәтижелерін 6.3 кестеге енгіземіз.

Ең ұзын телімнің соңындағы кернеу шығынына есептеу жүргіземіз, ол телім 2-ТҚС 3 фидерінің 16-8 телімі болып табылады.

$$\Delta U_{16-ТП2} = \Delta U_{16-15д} + \Delta U_{15-14} + \Delta U_{13-14}\Delta U_{13-12} + \Delta U_{12-9} + \\ + \Delta U_{10-11} + \Delta U_{9-10} + \Delta U_{8-9} + \Delta U_{8-ТП2}$$

$$U_{16-ТП2} = 3,7\%$$

$$\Delta U_{26-0В} = 3,92\%$$

Шарттың сақталуын тексереміз:

$$\Delta U_{доп}\% \geq \Delta U_{26-0},$$

мұндағы $\Delta U_{доп}$ – 0,38 кВ тораптағы кернеу шығыны.

8 кВ, $\Delta U_{доп}$=4 %.

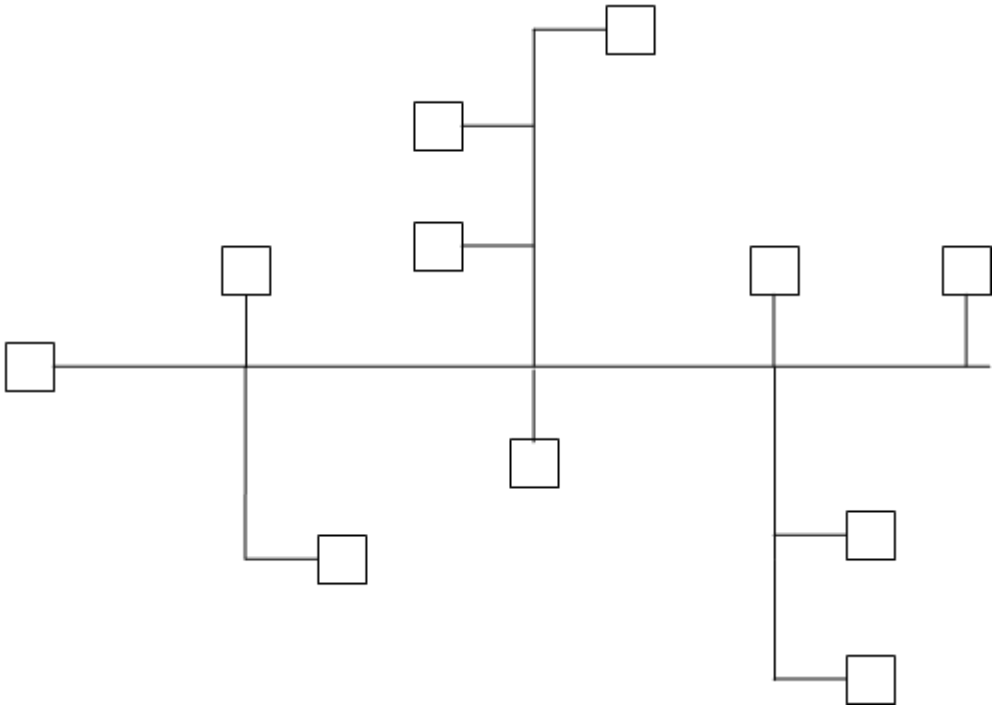
4>3,7; 4>3,92 шарт сақталатындықтан, сымның маркасы мен қимасы дұрыс таңдалған деген қорытынды жасауға болады.

6.3 кесте – 0,38 кВ желі шығыны

ТҚС №	Телім	L, км	Рд, кВт	Рв, кВт	cosφд	cosφв	Sд кВА	Sв кВА	Сымдардың маркасы мен қимасы	ΔUд В	ΔUв В	ΔUд %	ΔUв %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1 ТҚС													
Фидер1	10-12	0,1	3,5	8,9	0,9	0,93	3,8	9,5	4А50+А50	0,66	1,62	0,17	0,43
	9-10	0,032	5,1	12,9	0,9	0,93	5,6	13,8	4А50+А50	0,31	0,75	0,08	0,2
	1-9	0,08	7,2	18,4	0,89	0,93	8	19,7	4А50+А50	1,1	2,69	0,29	0,71
	6-7	0,1	3,1	7,8	0,9	0,93	3,4	8,38	4А50+А50	0,59	1,42	0,15	0,37
	6-8	0,04	2,6	6,6	0,9	0,93	2,8	7	4А50+А50	0,2	0,48	0,05	0,13
	4-6	0,032	4,7	11,8	0,9	0,93	5,2	12,6	4А50+А50	0,28	0,69	0,07	0,18
	4-5	0,1	2,6	6,6	0,9	0,93	2,8	7	4А50+А50	0,49	1,2	0,13	0,32
	3-4	0,04	6,3	15,8	0,9	0,93	7	16,9	4А50+А50	0,48	1,15	0,13	0,3
	2-3	0,016	8,8	18,8	0,93	0,91	9,4	20,6	4А50+А50	0,26	0,56	0,07	0,15
	1-2	0,032	19,4	32	0,9	0,9	21,5	35,5	4А50+А50	1,18	1,94	0,31	0,51
	1-ТП	0,064	23,9	20,4	0,9	0,92	26,5	22,1	4А50+А50	2,90	2,41	0,76	0,64
Фидер2	13-тп1	0,056	2,6	6,6	0,9	0,92	2,89	7,1	4А25+А25	0,5	1,23	0,13	0,32
2 ТҚС													
Фидер1	5-6	0,14	2,6	6,6	0,9	0,93	7,1	2,02	4А70+А70	0,53	1,27	0,14	0,34
	4-5	0,072	4,2	10,6	0,9	0,93	11,4	3,27	4А70+А70	0,44	1,05	0,11	0,28
	3-4	0,1	5,8	14,6	0,9	0,93	15,7	4,51	4А70+А70	0,84	2,1	2	0,53
	1-2	0,02	3,1	7,8	0,9	0,93	8,39	2,41	4А70+А70	0,09	0,22	0,02	0,06
	1-3	0,072	7,7	19,4	0,9	0,93	20,8	5,99	4А70+А70	0,8	1,93	0,21	0,51
	1-тп2	0,132	9,6	24,2	0,87	0,92	26	7,47	4А70+А70	1,83	4,4	0,48	1,16
Фидер2	7-тп2	0,06	3,1	7,8	0,9	0,93	3,44	8,39	4А25+А25	0,63	1,56	0,17	0,41
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Фидер3	16-15	0,03	6	18	0,89	0,87	6,74	20,69	4А70+А70	0,26	0,81	0,07	0,21
	15-14	,1	13,7	24,3	0,87	0,86	15,75	28,26	4А70+А70	2,06	1,56	0,34	0,41
	14-13	0,12	29,2	35,1	0,88	0,93	33,18	37,74	4А70+А70	5,21	2,98	1,03	0,78
	13-12	0,096	31,1	28,9	0,89	0,93	35,62	31,08	4А70+А70	4,46	2,15	1,17	0,57
	12-9	0,06	35,9	33,7	0,86	0,88	41,74	38,30	4А70+А70	3,29	2,19	0,47	0,58
	10-11	0,064	3,5	8,9	0,9	0,93	3,89	9,57	4А70+А70	0,32	0,79	0,09	0,21
	9-10	0,032	5,3	10,7	0,86	0,88	6,16	12,16	4А70+А70	0,26	0,51	0,07	0,13
	8-9	0,024	39,1	40,2	0,86	0,88	45,47	45,68	4А70+А70	1,43	1,15	0,38	0,3
	8-тп2	0,06	41	44,8	0,88	0,9	46,59	49,78	4А70+А70	3,66	2,77	0,46	0,73

7 10 кВ тораптары электрлік есептеу

10 кВ торапты электрлік есептеу ТҚС қоректендіретін желі сымдарының маркасын және қимасын таңдау, сонымен қатар тұтынушылардағы кернеу сапасын тексеру үшін жүргізіледі. Есептеу кезінде электрлік тораптарды жүктемелердің экономикалық интервалдары бойынша есептеу әдісін қолданамыз.



7.1 сурет – 10 кВ тораптың сұлбасы

7.1 Есептік жүктемелерді анықтау

Торап телімдерінің есептік максимал жүктемелері (күндізгі және кешкі) елді мекендердің есептік қуаттарының қосындысы бойынша келесі формуламен анықталады:

$$P_{рас}P_{наиб.} + \Delta P, \qquad (7.1)$$

мұндағы $P_р$ – максималды қуаттың есептік мәні, кВт;

$P_{наиб.}$ – қуаттың ең үлкен мәні, кВт;

ΔP – үстемелердің қосындысы, кВт.

Жоғары вольтті тораптың есептік сұлбасын қолданып (7.1 сурет) максималды жүктемені анықтаймыз:

Есептік максимал жүктемені анықтаймыз:

Күндізгі максимум

Тораптың 8-7 телімі

- күндізгі

$$P_{д} = P_{8д} = 30\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{8в} = 50\,кВт,$$

Тораптың 7-6 телімі

- күндізгі

$$P_{д} = P_{7д} + \Delta P_{8д} = 70 + 20{,}4 = 90{,}4\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{7в} + \Delta P_{8в} = 80 + 36{,}5 = 116{,}5\,кВт,$$

Тораптың 6-5 телімі

- күндізгі

$$P_{д} = P_{7-6д} + \Delta P_{6д} = 90{,}4 + 41 = 131{,}4\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{7-6в} + \Delta P_{6в} = 116{,}5 + 290 = 406{,}5\,кВт,$$

Тораптың 5-4 телімі

- күндізгі

$$P_{д} = P_{7-6д} + \Delta P_{6д} = 90{,}4 + 41 = 131{,}4\,кВт,$$

$$P_{д} = P_{5д} = 9210\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{5в} = 100\,кВт,$$

Тораптың 10-9 телімі

- күндізгі

$$P_{д} = P_{10д} = 50\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{10в} = 80\,кВт$$

Тораптың 9-4 телімі

- күндізгі

$$P_{д} = P_{9-4д} + \Delta P_{10-9в} = 80 + 36{,}5 = 116{,}5\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{9-4в} + \Delta P_{10-9в} = 90 + 265 = 355\,кВт,$$

Тораптың 4-3 телімі
- күндізгі

$$P_{д} = P_{5-4д} + \Delta P_{9-4д} + \Delta P_{4д} = 210 + 86 + 44 = 340\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{9-4в} + \Delta P_{5-4в} + \Delta P_{4в} = 355 + 74{,}5 + 74{,}5 = 504\,кВт,$$

Тораптың 1-3 телімі
- күндізгі

$$P_{д} = P_{4-3д} + \Delta P_{3д} + \Delta P_{6-3д} = 340 + 28{,}4 + 390 = 758{,}4\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{4-3в} + \Delta P_{6-3в} = 504 + 44 + 320 = 868\,кВт,$$

- күндізгі

$$P_{д} = P_{2д} = 70\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{2в} = 80\,кВт,$$

ТҚС тораптарының телімдерінде
- күндізгі

$$P_{д} = P_{3-1д} + \Delta P_{2-1} + \Delta P_{1д} = 758{,}4 + 52 + 74{,}5 = 884{,}9\,кВт,$$

- кешкі

$$P_{в} = P_{3-1} + \Delta P_{2-1в} + \Delta P_{1в} = 868 + 59{,}2 + 90 = 1017{,}5\,кВт,$$

7.2 Қуаттың орташа өлшенген коэффициентін анықтау

Қуаттың орташа өлшенген коэффициентін келесі формула бойынша есептейміз:

$$\cos\varphi_{с.в} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i \cos\varphi_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i}. \qquad (7.2)$$

мұндағы P_i –і-ші тұтынушының есептік қуаты, кВт;

$\cos\varphi_i$ - і-ші тұтынушының қуат коэффициенті, [3] 15.2 номограммасы бойынша анықталады. $\cos\varphi_i$ мәндері 7.1 кестеге енгізілген.

7.1 кесте – Желінің барлық телімдері үшін cosφ мәні

Номер Н.П.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Рп/Ро	0,5	0,4	0,3	0,5	0,4	0,3	0,5	0,7	0,6	0,5
cosφ д	0,81	0,83	0,92	0,81	0,83	0,84	0,81	0,76	0,78	0,81
cosφ в	0,84	0,86	0,92	0,84	0,86	0,88	0,84	0,8	0,82	0,84

7.3 Торап телімдерінде толық қуатты анықтау

Торап телімдерінде толық қуатты кВА, келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$S_р = \frac{P_р}{\cos\varphi} \qquad (7.3)$$

мұндағы $P_р$ – телімдегі есептік қуат, кВт;

cosφ – қуат коэффициенті.

Тораптың 9-8 телімі:

$$S_{8-7д} = \frac{30}{0{,}84} = 3571\,кВА,$$

$$S_{8-7в} = \frac{50}{0{,}84} = 61{,}73\,кВА.$$

Тораптың басқа телімдеріндегі толық қуатты балама түрде анықтаймыз. Алынған мәндерді 7.2 кестеге енгіземіз.

7.4 Эквивалентті қуатты анықтау

Эквивалентті жүктемені келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$S_э = S_р \cdot k_д \quad (7.4)$$

мұндағы $S_р$ – телімдегі есептік қуат, кВА;

$k_д$ – жүктеменің өсу динамикасын ескеретін коэффициент. Қайтадан құрылған тораптар үшін $k_д = 0.7$ [1] деп аламыз.

Тораптың 8-7 телімі:

$$S_{эд} = 35{,}71 \cdot 0{,}7 = 25 \text{ кВА}$$

$$S_{эв} = 61{,}73 \cdot 0{,}7 = 41{,}21 \text{ кВА}$$

Тораптың басқа телімдеріндегі эквивалентті қуатты осыған ұқсас анықтаймыз. Алынған мәндерді 7.2 кестеге енгіземіз.

7.2 кесте – Толық және эквивалентті қуатты есептеу нәтижелері

Телім	$P_д$	$P_в$	$\cos\varphi_д$	$\cos\varphi_в$	$S_д$	$S_в$	Sэд	Sэв
8-7	30	50	0,84	0,81	35,71	61,73	25	43,21
7-6	94	116,5	0,86	0,83	109,3	140,36	76,51	98,25
6-3	131,4	406,5	0,92	0,92	142,83	441,85	99,98	309,29
5-4	210	100	0,84	0,81	250	123,46	175	86,42
10-9	50	80	0,86	0,83	58,14	95,39	40,70	67,47
9-4	116,5	355	0,88	0,84	132,39	422,62	92,67	295,83
4-3	340	504	0,84	0,81	404,76	622,22	283,33	435,56
3-1	758,4	868	0,8	0,76	948	1142,11	663,6	799,47
2-1	70	80	0,82	0,78	85,37	102,56	59,76	71,79
ип-1	884,9	1017,5	0,84	0,81	1053,45	1256,17	737,42	879,32

7.5 Желі телімдеріндегі сымдардың қимасын алдын-ала анықтау

Сымдардың маркасы мен қимасын таңдаймыз. ӘЖ қолдану және жөндеу қолайлылығы мақсатында 3-4 қимадан артық қолдануға болмайды. Көктайғақ қабатының қалыңдығы b=5 мм. Есептелетін желі 10 кВ болғандықтан, қайталануы 10 жылда 1 рет [3]. Көктайғақ бойынша аудан - I [3]. Сымдардың қимасын таңдау үшін [3] 33 қосымшасын қолданымыз.

Тораптың 9-8 телімі:

Экономикалық жүктемелердің интервалы ([3] 33 қосымшасы): 80....225 кВА.

АС35 сымды таңдаймыз (себебі, қиманың минималды рұқсат етілген төзімділігі бойынша 10 кВ ӘЖ үшін – АС35). Осыған ұқсас түрде басқа телімдер үшін сымдардың қимасын таңдаймыз. Нәтижелерін 7.3 кестеге енгіземіз.

7.3 кесте – Желі телімдеріндегі сымдардың қимасын алдын ала анықтау

Желі телімдері	Экономикалық жүктемелер аралығы	Сымның маркасы
8-7	80…225	3АС35
7-6	80…225	3АС35
6-3	>815	3АС120
5-4	80…225	3АС35
10-9	80…225	3АС35
9-4	80…225	3АС35
4-3	80…225	3АС35
3-1	>815	3АС120
2-1	80…225	3АС35
ип-1	>815	3АС120

7.6 Желі телімдеріндеге кернеу шығындарын анықтау

Желі телімдеріндегі кернеу шығыны келесі формула бойынша анықталады:

$$\Delta U_{уч} = \frac{S_р \cdot l}{U_н}(r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi). \qquad (7.5)$$

мұндағы $S_р$ – торап телімінің есептік қуаты, кВА;

ℓ – телімнің ұзындығы, км;

$U_н$ – телімдегі номиналды кернеу, кВ;

r_0, x_0 – сымның меншікті активті және индуктивті кедергісі, Ом/км.

Торап телімдеріндегі кернеу шығыны келесі формуламен анықталады, пайыз бойынша:

$$\Delta U_{уч\%} = \frac{\Delta U_{уч}}{U_н} \cdot 100\%. \qquad (7.6)$$

8-7 телім:

$$\Delta U_{8-7д} = \frac{35{,}71 \cdot 5}{10}(0{,}773 \cdot 0{,}84 + 0{,}366 \cdot 0{,}57) = 14{,}58\,В$$

$$\Delta U_{8-7} = \frac{61{,}73 \cdot 5}{10}(0?773 \cdot 0{,}81 + 0{,}366 \cdot 0{,}63) = 25{,}41\,В$$

$$\Delta U_{уч\%} = \frac{25{,}41}{10000} \cdot 100\% = 0{,}25\%$$

$$\Delta U_{уч\%} = \frac{14,85}{1000} \cdot 100\% = 0,015\%$$

Желінің басқа телімдеріндегі кернеу шығынын осыған ұқсас есептейміз. Есептеу нәтижелерін 7.4 кестеге енгіземіз.

Кернеудің түсуін елді мекенге дейін тексереміз. Біздің жағдайда бұл ИП-6 болады. Бұл телім үшін кернеудің түсуі келесі түрде анықталады:

$$\Delta U_{ип–6} = \Delta U_{ип–1} + \Delta U_{1–3} + \Delta U_{3–6}$$

Содан:

$$\Delta U_{ип–6д} = 2,46 + 1,97 + 0,32 = 4,75\%$$

$$\Delta U_{ип–6в} = 2,7 + 2,2 + 0,99 = 5,89\%$$

Шартты тексереміз $\Delta U_{доп}$ $\Delta U_{ип-6}$,

мұндағы $\Delta U_{доп}$ – 10 кВ тораптағы кернеу шығыны (3.2 кесте), $\Delta U_{доп}$=6%.

6>4,75 және 6>5,89 шарты орындалады, сонымен сымдардың қимасы мен маркасы дұрыс таңдалды деген қорытынды жасауға болады.

0,38 кВ тораптың басқа телімдерінде кернеу шығынын осыған ұқсас есептейміз, есептеу нәтижелерін 7.4 кестеге енгіземіз.

7.4 кесте

№	ℓуч, км	Рр.д., кВт	Рр.в., кВт	cosφд	cosφв	Sуч.д., кВА	Sуч.в., кВА	Sэ.д., кВА	Sэ.в., кВА	Сымның маркасы	Сымның кедергісі		ΔUуч. д., В	ΔUуч. в., В	ΔU% уч.д.	ΔU% уч.в.
											ro, Ом/км	xo, м/км				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
8-7	5	30	50	0,84	0,81	35,71	61,73	25	43,21	3АС35	0,773	0,366	14,85	25,41	0,15	0,25
7-6	4	94	116,5	0,86	0,83	109,3	140,36	76,51	98,25	3АС35	0,773	0,366	36,56	46,54	0,37	0,47
6-3	6,6	131,4	406,5	0,92	0,92	142,83	441,85	99,98	309,29	3АС120	0,245	0,292	32,04	99,1	0,32	0,99
5-4	6,4	210	100	0,84	0,81	250	123,46	175	86,42	3АС35	0,773	0,366	133,06	65,04	1,33	0,65
10-9	2,6	50	80	0,86	0,83	58,14	95,39	40,70	67,47	3АС35	0,773	0,366	12,64	20,77	0,13	0,21
10-9	2,6	50	80	0,86	0,83	58,14	95,39	40,70	67,47	3АС35	0,773	0,366	12,64	20,77	0,13	0,21
9-4	6,8	116,5	355	0,88	0,84	132,39	422,62	92,67	295,83	3АС35	0,773	0,366	75,6	238,99	0,76	2,39
4-3	6,4	340	504	0,84	0,81	404,76	622,22	283,33	435,56	3АС35	0,773	0,366	215,43	327,8	2,15	3,28
3-1	5,6	758,4	868	0,8	0,76	948	1142,11	663,6	799,47	3АС120	0,245	0,292	197,06	240,47	1,97	2,20
2-1	5	70	80	0,82	0,78	85,37	102,56	59,76	71,79	3АС95	0,299	0,332	35,25	41,70	0,36	0,42
ип-1	6,4	884,9	1017,5	0,84	0,81	1053,45	1256,17	737,42	879,32	3АС120	0,245	0,292	245,57	297,21	2,46	2,7

8 Электр энергияның шығынын анықтау

8.1. 0,38 кВ тораптарда электр энергия шығынын анықтау

Электр энергия шығындары келесі формула бойынша анықталады:

$$\Delta W_{ф} = 3 \cdot r_0 \cdot l \cdot I_{max}^2 \cdot \tau. \quad (8.1)$$

мұндағы r_0 – сымдардың меншікті электрлік кедергісі, Ом/км;

ℓ – телімнің ұзындығы, км;

I_{max} – телімдегі токтың максимал мәні, А:

$$I_{max} = \frac{S_{уч.max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (8.2)$$

τ – максимал шығы уақыты, сағ.

Максималды шығындар уақыты ауыл шаруашылықты тұтынушылар үшін максимал уақытты Т қолдану уақытына байланысты болады ([3], 3.8 кестесі бойынша анықталады). Тапсырмадан: электр энергияның жылдық тұтынылуы кезінде W =1350 кВт.сағ – Т = 1300 сағ. [3] 5.5 графигі бойынша анықтаймыз τ = 565 сағ. $ТП_2$ (Фидер 1) телім 10-12:

$$I_{max(10-12)} = \frac{S_{уч.max(10-12)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3{,}8}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38} = 3{,}3\,А,$$

$$\Delta W_{ф(10-12)} = 3 \cdot 0{,}576 \cdot 0{,}1 \cdot 3{,}3^2 \cdot 565 = 3{,}41\,кВт.$$

Осыған балама түрде басқа телімдердегі электр энергия шығынын есептейміз. Алынған мәндерді 8.1 және 8.2 кестеге енгіземіз.

8.2 Трансформатордағы электр энергияның жылдық шығынын анықтау

Трансформатордағы электр энергия шығыны келесі формула боынша анықталады:

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{м} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_{хх} \cdot T_{ч} \quad (8.3)$$

мұндағы $\Delta P_{м.н}$ – жүктеменің номиналды тогы кезінде трансформатор орамдарындағы шығындар, кВт;

S_{max} –трансформатордың максималды толық жүктемесі, кВА;

τ – трансформатордағы максималды шығын уақыты, сағат;
$\Delta P_{х.х.}$ – трансформатордың бос жүріс шығыны, кВт;
$T_г$ – жылдағы сағат саны, сағ.($T_г$ =8760 сағат).

Осыдан:

$$\Delta W_{тр} = 2270 \cdot \left(\frac{74,22}{100}\right)^2 \cdot 500 + 885 \cdot 8760 = 7753,84 \text{ кВт·ч.}$$

8.3 Жалпы шығында анықтау

Жалпы шығындар келесі формула бойынша анықталады:

$$\Delta W_{общ} = \Delta W_{тр} + \sum \Delta W_{ф} \qquad (8.4)$$

мұндағы $\Delta W_{тр}$ – трансформатордағы шығындар, кВт.сағ;
$\Delta W_{ф}$ – фидерлердегі шығындар, кВт.сағ;

Осыдан:

$$\Delta W_{общ} = 7753,82 + 287,6 + 2,08 + 70,44 + 3,18 + 1673,26 = 9790,38 \text{ кВ·сағ.}$$

Трансформаторлы ҚС басқа фидерлеріндегі энергия шығындарын осыған ұқсас анықтаймыз, есептеу нәтижелерін 8.1 кестеге енгіземіз.

8.1 кесте – 1-ТҚС үшін 0,38 кВ желідегі электр энергия шығыны

№ ТП	№	Sр,кВА	$\ell_{уч.}$,км	Сымның маркасы	cosφ	ΔW, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7
ТП1						
Фидер1	10-12	9,57	0,1	4А50+А50	0,93	20,64
	9-10	13,87	0,032	4А50+А50	0,93	18,59
	1-9	19,78	0,08	4А50+А50	0,93	94,51
1	2	3	4	5	6	7
ТП1						
Фидер1	6-7	8,38	0,1	4А50+А50	0,93	15,86
	6-8	7,1	0,04	4А50+А50	0,93	4,54
	4-6	12,69	0,032	4А50+А50	0,93	15,56
	4-5	7,1	0,1	4А50+А50	0,93	11,36
	3-4	16,99	0,04	4А50+А50	0,93	34,87
	2-3	20,66	0,016	4А50+А50	0,91	15,39
	1-2	35,56	0,032	4А50+А50	0,9	167,38
	1-ТП1	22,17	0,064	4А50+А50	0,93	130,12
	Барлығы					277,38
Фидер2	13-ТП1	7,1	0,056	4А25+А25	0,93	12,59
	Барлығы					12,59

8.2 кесте – 1-ТҚС үшін 0,38 кВ желідегі электр энергия шығыны

№ ТП	№	Sр,кВА	$\ell_{уч.}$,км	Сымның мараксы	cosφ	ΔW, кВт.ч
	ТП2					
Фидер1	5-6	7,1	0,14	4А70+70	0,93	11,38
	4-5	11,4	0,072	4А70+70	0,93	20,21
	3-4	15,7	0,1	4А70+70	0,93	53,24
	1-2	8,39	0,02	4А70+70	0,93	2,27
	1-3	20,86	0,072	4А70+70	0,93	67,67
	1ТП2	26,02	0,132	4А70+70	0,93	264,42
Фидер2	7-ТП2	8,39	0,06	4А25+25	0,93	18,84
Фидер3	16-15	20,69	0,03	4А70+70	0,87	27,74
	15-14	28,26	0,1	4А70+70	0,86	236,29
	14-13	37,74	0,12	4А70+70	0,93	505,7
	13-12	31,08	0,096	4А70+70	0,93	274,37
	12-9	38,3	0,06	4А70+70	0,88	260,41
	10-11	9,57	0,064	4А70+70	0,93	9,45
	9-10	12,16	0,032	4А70+70	0,88	10,22
	8-9	45,68	0,024	4А70+70	0,88	148,17
	8-ТП2	49,78	0,06	4А70+70	0,9	439,92
Барлығы						723,18

8.4 10 кВ желідегі электр энергия шығынын анықтау

Есептеуді 0,38 кВ желідегі есептеумен бірдей жүргіземіз. Есептеуді кешкі максимум бойынша орындаймыз.

(8.1) және (8.2) формулаларға санедық мәндерді қойып, келесіні аламыз:

Тораптың 8-7 телімі:

$$I_{max} = \frac{61,7}{\sqrt{3 \cdot 10}} = 3,56\,А,$$

$$\Delta W_{ф} = 3 \cdot 0,773 \cdot 5 \cdot 3,56^2 \cdot 1037 = 152,72\,кВт.$$

Басқа телімдердегі энергия шығынын осыған ұқсас есептейміз. Есептеу нәтижелерін 8.3 кестеге енгіземіз.

Электр энергия шығынын біздің тұтынушыға дейін анықтаймыз, яғни:

$$\Delta W_{0-6} = \Delta W_{ип-1} + \Delta W_{1-3} + \Delta W_{3-6}$$

Осыдан:

$$\Delta W_{0-6в} = 46664,49 + 33752,66 + 5953,84 = 86370,99\ кВт{\cdot}сағ.$$

$$\Delta W_{0-6д} = 32818,41 + 23254,79 + 569,66 = 56642,86\ кВт{\cdot}сағ.$$

8.3 кесте – Энергия шығынының есептік мәндері

№	$\ell_{уч}$, км	$P_{р.д.}$, кВт	$P_{р.в.}$, кВт	$\cos\varphi_д$	$\cos\varphi_в$	$S_{уч.д.}$, кВА	$S_{уч.в.}$, кВА	Сымның маркасы	$r_о$, Ом/км	$\tau_д$, ч	$\Delta W_д$, кВт·ч	$\tau_в$, ч	Энергия шығынын жоғалту аймағы $\Delta W_в$, кВт·сағ.
8-7	5	30	50	0,84	0,81	35,7	61,7	3АС35	0,773	1037	51,12	1037	152,72
7-6	4	94	116,5	0,86	0,83	109,3	140,3	3АС35	0,773	1430	528,24	1727	1052,03
6-3	6,6	131,4	406,5	0,92	0,92	142,8	441,8	3АС120	0,245	1727	569,66	1886	5953,84
5-4	6,4	210	100	0,84	0,81	250	123,4	3АС35	0,773	1727	5339,88	1430	1078,26
10-9	2,6	50	80	0,86	0,83	58,1	96,3	3АС35	0,773	1037	70,45	1430	267
9-4	6,8	116,5	355	0,88	0,84	132,3	422,6	3АС35	0,773	1727	1590,99	1886	17706,32
4-3	6,4	340	504	0,84	0,81	404,7	622,2	3АС35	0,773	1886	15286,23	1886	36123,70
3-1	5,6	758,4	868	0,8	0,76	948	1142,1	3АС120	0,245	1886	23254,79	1886	33752,66
2-1	5	70	80	0,82	0,78	85,3	102,5	3АС35	0,773	1430	402,77	1430	581,4
ТП-1	6,4	884,9	1017,5	0,84	0,81	1053,4	1256,1	3АС120	0,245	1886	32818,41	1886	46664,49

9 Трансформаторлы ҚС және желілердің құрылымдық орындалуы

10 кВ тарату тораптарын оқшауланған бейтараптамалары бар 3

10 кВ ӘЖ темір бетонды тіректерде орындалады.

10 кВ желі жолдары темір жолдардың, өтпе жолдардың, өріс қорғаныс жолақтарының бойында және өріс шекаралары, егін және құрғатушы каналдар бойынша өтуі керек.

Бұл жобада 10 кВ ӘЖ үшін ШФ-10Г фарфор оқшауламаларды аламыз, себебі олар өздерінің көрсеткіштері бойынша әйнек оқшауламадан жақсырақ, жиілігі 50 Гц кернеуге шыдайды және ашық ауадағы жұмыстар үшін өте қолайлы болады.

Оқшаулатқыштарды аралық тіректерде бекіту үшін металл траверсаларда аралық, анкерлік және бұрыштық тіректер үшін Ш-12 және ШУ-21, ШУ-22 типтегі істекшелер қолданылады.

Келесі типтегі тіректерді орнатамыз:

- аралық: П10 – 35;
- соңғы: К20 – 1Б.

Ауыл шаруашылықтағы тұтынушылардың қорегі үшін төменгі вольтті желілер U=220/380В тікелей жерлендірілген бейтараптамалары бар бес сымды болып орындалады.

0,38 кВ ӘЖ темір бетонды тіректерде орындалады, тіректер арасындағы қашықтық 50 м артық емес. Аралықтағы сымдар арасындағы қашықтық 400 мм.

0,38 ӘЖ жолдарын көшенің бір жағы бойынша орнату керек. Тіректердің санын, ӘЖ ұзындығын, жөндеудің қиындығын азайту мақсатында бұл шарттарды сақтамауға болады.

Келесі типтегі тіректерді орнатамыз:

- аралық: П1;
- соңғы: К1;
- тармақтаушы: О1;
- бұрышты аралық: УП1;
- қиылысу аралық: ПК1.

ТҚС ретінде ТМ типтегі үш фазалы екі орамды трансформаторы бар бір трансформаторлы КТП қолданылады.

КТП келесі электр аппараттары орнатылады:

- жерлендіргіш ағыны бар айырғыш (10 кВ соңғы тіректе орнатылады);
- вентильді разрядтауыш (электр жабдықтарын атмосфералық асқын кернеуден қорғау үшін;
- сақтандырғыштар.

Сақтандырғыштар ЖК кірме құрылғыларында орнатылады, трансформатордың көп фазалы қысқа тұйықталудан қорғанысын қамтамасыз етеді. Сақтандырғыштар күштік трансформатормен және өтпелі оқшаулатқыштармен қосылған.

10 Қысқа тұйықталу тогын есептеу

Қысқа тұйықталу тогын есептеу электр жабдықтарының параметрлерін, сонымен қатар релелік қорғаныс және автоматика қондырғыларын таңдау немесе тексеру үшін жүргізіледі.

Кернеуі 1000 В дейін электрмен жабдықтау жүйелерінде қысқа тұйықталу тогын есептеу электр аппараттары мен өткізгіштердің жұмысын жоғары ток режимдерінде тексеру, сонымен қатар корпусқа тұйықталу пайда болған кезде тікелей жерлендірілген бейтараптамалары бар 1000 В дейінгі тораптардағы желілердің автоматты ажырауын тексеру үшін қажет.

Қысқа тұйықталу тогын есептеу энергетикалық жүйенің жеке түйіндеріне қосылатын қарапайым электр тораптары үшін орындалады. Бұндай тораптар үшін есептеу балама әдіспен немесе электронды есептеу машиналарын қолдану арқылы жүргізіледі.

Көрсетілген жағдай үшін қысқа тұйықталу тогын есептеу есептік тізбектің активті кедергі элементтерін ескеру үшін қажет. Есептеуді жеңілдету үшін ТТ, автоматтардың токты орауыштарының кедергілерін ескермеуге болады. Сондықтан, есептік сұлбаға қоректендіргіш трансформатор мен кабельдің тек қана толық кедергілері енгізіледі.

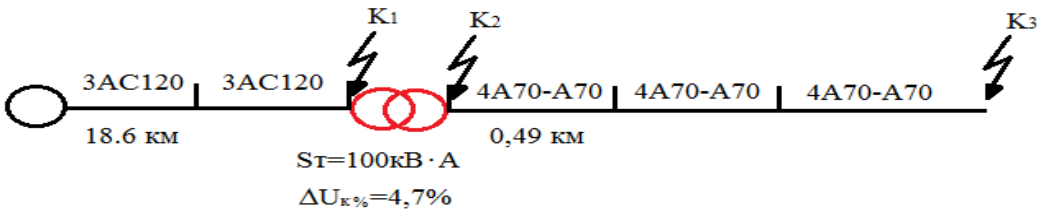
Кернеу трансформаторының екінші тізбектерінде қысқа тұйықталу тогын есептеу сақтандырғыштар мен автоматтарды таңдау үшін орындалады.

Жүйенің ажыратқыштар орнатылған барлық түйіндері үшін ҚТ тогын есептеу осы токтарды ажырату үшін арналған және күрделі тапсырмадан тұрады. Атап айтқанда бұл тораптарының аралығы үлкен және жеке бөліктері арасындағы байланыстар саны көп заманауи электр энергетикалық жүйелерге қатысты болады. Қысқа тұйықталу тоыг есептеуге балама есептеулерді эквивалентті тізбектегі өлшеулермен ауыстыруға болады. Мұндай модель индуктивті орауыштардың, жеке желілер мен аппараттардың кедергілерінен тұрады.

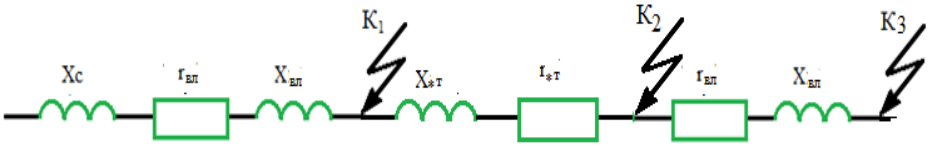
Қысқа тұйықталу тогын есептеуді үш фазалы және екі фазалы қысқа тұйықталу үшін қажетғ себебі ҚТ тогының мәні есептік сұлбаның кедергі шамасымен анықталады.

Қысқа тұйықталу тогын есептеу үшін есептік сұлба тұрғызылады, онда электрлік тораптың барлық элемкенттері көрсетіледі. Есептік сұлбаның негізінде алмастыру сұлбасы тұрғызылады, онда есептік сұлбаның барлық элементтері сәйкес индуктиті кедергілермен ауыстырылады.

1. Есептік сұлбаны тұрғызамыз.



Есептеуді салыстырмалы бірлікте жүргіземіз.
2. Базисті мәндерді белгілейміз.
$S_Б$=100 МВА; $U_{БВ}$=1,05·$U_Н$=1,05·10=10,5 кВ; $U_{БН}$=0,4 кВ.
3. Алмастыру сұлбасын тұрғызамыз.



4. Салыстырмалы базистік кедергілерді анықтаймыз.
Жүйе:

$$X_с = \frac{S_б}{S_н} = \frac{100}{600} = 0{,}16 \text{ о.е.}$$

10 кВ желінің кедергісін анықтаймыз:
- индуктивті

$$X_{*с} = X_0 l \cdot \frac{S_Б}{U_Б^2} = (0{,}292 \cdot 18{,}6) \cdot \frac{100}{10{,}5^2} = 4{,}92 \text{ о.е.}$$

- активті

$$r_{*с} = r_0 l \cdot \frac{S_Б}{U_Б^2} = (0{,}245 \cdot 18{,}6) \cdot \frac{100}{10{,}5^2} = 4{,}18 \text{ о.е.}$$

- трансформатор:

$$R_m \approx 0$$

шамасы аз болғандықтан

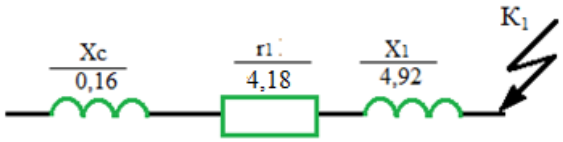
$$Z_{*Т} = X_{*Т} = \frac{\Delta U_н \cdot S_Б}{100 \cdot S_н} = \frac{4{,}7 \cdot 100}{100 \cdot 0{,}063} = 74{,}6 \text{ с.б.}$$

- ӘЖ – 0,4 кВ:

$$r_{*2} = r_0 l \cdot \frac{S_Б}{U_Б^2} = (0{,}412 \cdot 0{,}49) \cdot \frac{100}{(0{,}4)^2} = 126{,}175 \text{ о.е.}$$

$$X_{*2} = X_0 l \cdot \frac{S_Б}{U_Б^2} = (0{,}283 \cdot 0{,}49) \cdot \frac{100}{10{,}5^2} = 86{,}66 \text{ о.е.}$$

Сұлбаны ҚТ нүктесіне дейін тұрғызамыз және алынған мәндерді кедергіге енгіземіз:



5. Қорытындылаушы кедергіні К-1 нүктесіне дейін анықтаймыз

$$X_{*р1} = X_{*с} + X_{*1} = 0{,}16 + 4{,}92 = 5{,}08 \text{ о.е.}$$

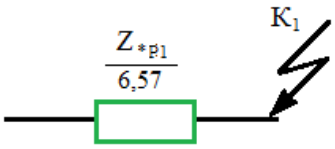
Қорытындылаушы кедергіні ҚТ К-1 нүктесіне дейін анықтаймыз

$$r_{*р1} = r_{*1} = 4{,}18 \text{ о.е.}$$

Қорытындылаушы толық кедергіні К-1 нүктесіне дейін анықтаймыз

$$Z_{*р1} = \sqrt{r_{*р}^2 + X_{*1}^2} = \sqrt{4{,}18^2 + 5{,}08^2} = 6{,}57 \text{ о.е.}$$

Эквивалентті алмастыру сұлбасын тұрғызамыз және оған алвнған нәтижелерді енгіземіз:



6. К-1 нүктесінде базисті токты анықтаймыз

$$I_{Б1} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_{Б1}} = \frac{100}{1{,}73 \cdot 10{,}5} = 5{,}5 \text{ кА}$$

7. К-1 нүктесінде ҚТ қуаты мен тогын анықтаймыз
- үш фазалы қысқа тұйықталу тогы:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{I_{Б1}}{Z_{*р1}} = \frac{5{,}5}{6{,}57} = 0{,}83 \text{ кА}$$

- екі фазалы қысқа тұйықталу тогы:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot 0{,}83 = 0{,}72 \text{ кА}$$

- үш фазалы ҚТ соққы тогы:

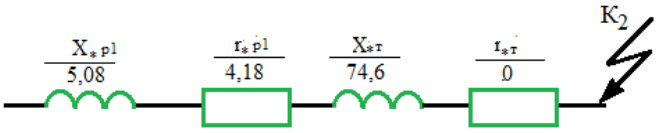
$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}87 = 1{,}22 \text{ кА}$$

мұндағы $k_{уд}$ – үш фазалы соққы тогының коэффициенті, с,б. (10 кВ ӘЖ үшін $k_{уд}$ =1,2 [3])

- үш фазалы ҚТ қуаты:

$$S_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{б} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}83 = 15{,}1 \text{ МВА}.$$

8. К-2 ҚТ нүктесіне дейін қорытындылаушы кедергіні анықтаймыз, ол үшңн нүктеге дейін алмастыру сұлбасын тұрғызамыз және кедергінің анықталған параметрлерін енгіземіз:



ҚТ К-2 нүктесіне дейін қорытындылаушы индуктивті кедергіні анықтаймыз:

$$X_{*р2} = X_{*р1} + X_{*т} = 5{,}08 + 74{,}6 = 79{,}68 \text{ о.е.}$$

ҚТ К-2 нүктесіне дейін қорытындылаушы активті кедергіні анықтаймыз:

$$r_{*р2} = r_{*р1} + r_{*т} = 4{,}18 + 0 = 4{,}18 \text{ о.е.}$$

ҚТ К-2 нүктесіне дейін толық кедергіні анықтаймыз:

$$Z_{*р2} = \sqrt{r_{*р2}^2 + X_{*р2}^2} = \sqrt{4{,}18^2 + 79{,}68^2} = 79{,}8 \text{ о.е.}$$

9. К-2 нүктесінде базисті токты анықтаймыз

$$I_{Б2} = \frac{S_{Б}}{\sqrt{3} \cdot U_{Б2}} = \frac{100}{1{,}73 \cdot 0{,}4} = 144{,}5 \text{ кА}$$

10. К-2 нүктесінде ҚТ қуаты мен токты анықтаймыз:

- үш фазалы қысқа тұйықталу тогы:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{Б1}}{Z_{*р1}} = \frac{144,5}{79,8} = 1,8\,кА$$

- екі фазалы қысқа тұйықталу тогы:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot 1,8 = 1,57\,кА$$

- үщ фазалы ҚТ соққы тогы:

$$i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,0 \cdot 1,8 = 2,2\,кА$$

мұндағы $k_{уд}$ – үш фазалы соққы тогының коэффициенті, (ӘЖ-0,4 кВ үшін $k_{уд}$ =1,0 [3]).

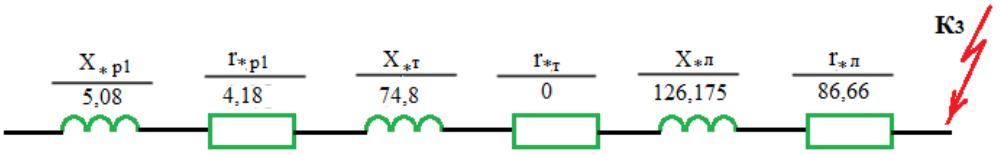
- үш фазалы қысқа тұйықталу қуаты:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot 1,8 = 1,57\,кА$$

$$S_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{б} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1,8 = 1,08\,МВА$$

11. К-3 нүктесінде ҚТ тогын анықтаймыз:

ҚТ нүктесіне дейін кедергіні анықтаймыз, ол үшін алмастыру сұлбасын тұрғызамыз және кедергінің анықталған параметрлерін енгіземіз:



ҚТ К-3 нүктесіне дейін қорытындылаушы индуктивті кедергіні анықтаймыз:

$$X_{*р2} = X_{*р1} + X_{*т} + X_{л} = 5,08 + 74,6 + 126,175 = 205,855\ о.е.$$

ҚТ К-3 нүктесіне дейін қорытындылаушы активті кедергіні анықтаймыз:

$$r_{*р3} = r_{р2} + r_{*2} = 79,68 + 86,66 = 166,34\ о.е.$$

ҚТ К-3 нүктесіне дейін қорындылаушы кедергіні анықтаймыз:

$$Z_{*р3} = \sqrt{r_{р3}^2 + X_{р3}^2} = \sqrt{(166{,}34)^2 + (205{,}855)^2} = 264{,}66 \text{ о.е.}$$

12. К-3 нүктесіндегі базисті токты анықтаймыз:

$$I_{б3} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{100}{1{,}73 \cdot 0{,}4} = 14{,}3 \text{ кА}$$

13. К-3 нүктесіндегі ҚТ тогы мен қуатын анықтаймыз
- үш фазалы қысқа тұйықталу тогы:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{бэ}}{Z_{*рэ}} = \frac{144{,}3}{264{,}66} = 0{,}68 \text{ кА}$$

- екі фазалы қысқа тұйықталу тогы:

$$I_{кз}^{(3)} = 0{,}87 I_к^{(3)} = 0{,}87 \cdot 0{,}68 = 0{,}59 \text{ кА}$$

- үш фазалы ҚТ соққы тогы:

$$i_{укз} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кэ}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0{,}68 = 0{,}96 \text{ кА}$$

мұндағы $k_{уд}$ – үш фазалы соққы тогының коэффициенті (0,4 кВ ӘЖ үшін $k_{уд}$ =1,0 – үш фазалы ҚТ қуаты).

$$S_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_б \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0{,}4 \cdot 0{,}68 = 0{,}47 \text{ МВА}$$

14. ҚТ бір фазалы тогын атаулы бірлікте анықтаймыз:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_ф}{\frac{Z_Т^{(1)}}{3} + Z_П} = \frac{220}{1{,}23 + 0{,}33} = 141\text{А} = 0{,}141 \text{ кА}$$

мұндағы $Z_п$ – толық кедергі

$$Z_П = \sqrt{(r_ф + r_п)^2 + (X_ф + X_N)^2} = \sqrt{(0{,}2 + 0{,}2)^2 + (0{,}13 + 0{,}13)^2} = 0{,}33 \text{ Ом.}$$

$Z_Т$ – бір фазалы ҚТ ток трансформаторының кедергісі, Ом

$$r_{\varphi} = r_0 \cdot l = 0{,}412 \cdot 0{,}49 = 0{,}2\,\text{Ом},$$

$$r_N = r_0 \cdot l = 1.412 \cdot 0{,}49 = 0{,}2\,\text{Ом},$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot 1{,}8 = 1{,}57\,\text{кА}$$

$$x_{\varphi} = x_0 \cdot l = 0{,}283 \cdot 0{,}49 = 0{,}13\,\text{Ом}$$

$$X_N = X_0 \cdot l = 0{,}283 \cdot 0{,}49 = 0{,}13\,\text{кА}$$

Есептеу нәтижелерін кестеге енгіземіз.

10.1 кесте – ҚТ тогын есептеу нәтижелері

№ п/п	Место к.з.	$I_К^{(3)}$,кА	$I_К^{(2)}$,кА	$I_К^{(1)}$,кА	$I_{уд}$,кА	$S_К^{(3)}$,кА	№ п/п
1	К1	0,83	0,72	--	1,22	15,09	1
2	К2	1,81	1,57	--	2,2	1,08	2
3	К3	0,68	0,59	0,141	0,96	0,47	3

10. 11 Қосалқы станцияның аппаратураларын таңдау

ТҚС типі мен қуатын таңдап және қысқа тұйықталу тогына есептеу жүргізілгеннен кейін ТҚС жабдықтарын таңдаймыз.

Сенімді жұмысты қамтамасыз ету үшін электрлік аппараттар максималды жұмыс режим шарттарымен таңдалуы және қысқа тұйықталу тогының режимі бойынша тексерілуі керек.

ҚС электрлік қосылу сұлбасын тұрғызамыз (11.1 сурет), онда барлық негізгі электрлік аппараттар көрсетіледі. Есептеу аппараттардың каталогты шамаларын есептік шамалармен салыстыруға келтіріледі.

Электр аппараттары ЭҚЕ сәйкес келесі параметрлер бойынша таңдалады.

1. Айырғыштарды таңдаймыз:
- номиналды кернеу бойынша: $U_н >= U_{н.уст}$.;
- қондырғының түрі мен құрылымы бойыншак;
- номиналды ток бойынша: $I_н \geq I_{р.макс}$.;
- динамикалық төзімділік шарты бойынша: $i^{(3)}_{макс.} >= i^{(3)}_{у}$;
- термиялық төзімділік щарты бойынша: $I_т.t \geq I^{(3)}_{к}.t_{ф.}$

2. Балқымалы сақтандырғыштарды келесі шарттар бойынша таңдаймыз:
- номиналды кернеу $U_н \geq U_{н.уст}$.;
- балқымалы қондырғының номиналды тогы;
- қондырғының түрі;
- шекті ажырау тогы: $I_{откл.} \geq I^{(3)}_{к}$.

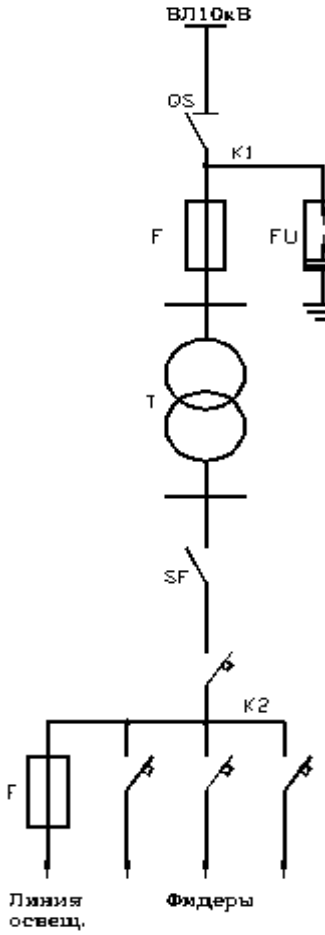
3. Асқын кернеуді шектеуіштер келесі шарттар бойынша таңдалады:
- номиналды кернеу: $U_н \geq U_{н.уст}$.;
- қорғаныс сипаттамасы.

4. Автоматты ажыратқыштар келесі шарттар бойынша таңдалады:

- номиналды кернеу: $U_{н.авт.} \geq U_{н.уст.}$;
- номиналды ток: $I_{н.авт.} \geq I_{р.макс.}$;
- динамикалық төзімділікке тексеру: $I_{пред.авт.} \geq i^{(3)}_{у}$;

Осылайша, электрлік аппараттарды таңдау үшін келесі параметрлерді есептеу керек:

- максималды жұмыс тогы келесі формула бойынша анықталады:



10.1 сурет –

$$I_{раб.макс} = 1{,}4\frac{S_{н.тр.}}{\sqrt{3}\cdot U_{н}} \qquad (10.1)$$

мұндағы $S_{н.тр.}$ – трансформатордың номиналды қуаты, кВА;

$U_{н}$ – трансформатордың номиналды кернеуі, кА;

$$I_{раб.макс} = 1{,}4\frac{100}{\sqrt{3}\cdot 10}$$

- ажыраудың жасанды уақыты келесі формула бойынша анықталады:

$$t_{\varphi} = t_{защ} + t_{в}, \qquad (10.2)$$

мұндағы $t_{защ.}$ – 10 кВ желіні қоректендіргішке қорғаныс уақыт аралығы ($t_{защ.}$=1.2 с);

$t_в$. – ажыратқыштың өздігінен ажырау уақыты ($t_в$.=0,2с).

$$t_{\varphi} = 1{,}2 + 0{,}2 = 1{,}4\,\text{с},$$

- жұмыс тогы келесі формуламен анықталады:

$$I_{раб.} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot \cos\varphi} \qquad (10.3)$$

мұндағы P – фидердің активті қуаты, P = 201кВт;

$U_н$ – номиналды кернеу, Uн = 380В;

cosφ - фидердегі қуат коэффициенті, cosφ = 0,89.

$$I_{раб.} = \frac{37920}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0{,}89} = 56{,}7\,\text{А}$$

Одан әрі қарай, алынған мәндерді қолданып аппараттарға таңдау жүргіземіз. Таңдау нәтижелерін кестеге енгіземіз.

10.1 кесте – Айырғыштарды таңдау

Көрсеткіш	Каталогты шама	Есептік шама	Таңдау шарттары
Номиналды кернеу, кВ	10	10	10 ≥ 10
Номиналды ток, А	400	56,7	400 ≥ 56,7
Динамикалық төзімділік тогы, кА	50	0,89	50≥ 0,89

Орнатуға РВЗ Уз айырғышты таңдаймыз.

10.2 кесте – Сақтандырғышты таңдау

Көрсеткіш	Каталогты шама	Есептік шама	Таңдау шарттары
Номиналды кернеу, кВ	10	10	10 ≥ 10
Номиналды ток, А	80	56,7	80≥56,7

Орнатуға ПКТ 105-12-80-20ТЗ сақтандырғышты таңдаймыз.

10.3 кесте – Асқын кернеуді шектеуіштерді таңдау

Көрсеткіш	Каталогты шама	Есептік шама	Таңдау шарттары
Номиналды кернеу, кВ	110	10	110≥110

10.4 кесте – Автоматты ажыратқыштарды таңдау

Көрсеткіш	Каталогты шама	Есептік шама	Таңдау шарттары
Номиналды кернеу, кВ	0.66	0.38	0.66 >= 0.38
Номиналды ток ток, А	160	56,7	160>= 56,7

Орнатуға А3710Б автоматты ажыратқышты таңдаймыз.

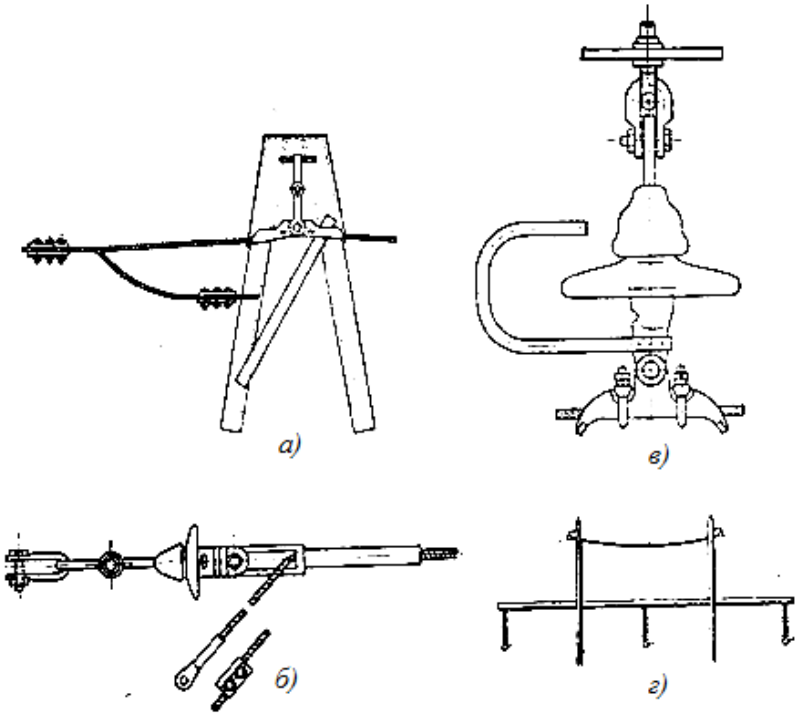
11 Өмір тіршілік қауіпсіздігі

11.1 Жабдықтарды талдау

ЭБЖ найзағай разрядтары кезінде зақымдаудан қорғау үшін найзағайдан қорғаудың арнайы құралдары болады, оларға найзағайдан қорғаныстық арқансым, оқтауша жайратқыш, түтікше разрядтауыш және жерлендіру құрылғылары жатады.

Найзағайдан қорғаныстық арқансым металл және темір бетонды тіректерде орнатылған кернеуі 110 кВ және одан жоғары желілерге ілінеді. 110-220 кВ ағаш тіректі желілер мен 35 кВ желілерде арқансым қосалқы станциялардың алдында ілінеді.

Ағаш тіректі желілерде арқансымдардың асылғысы ұзындығы бойынша қойымлмайды, себебі найзағайлы разряд кезінде тіректердің ағашында электрлік беріктік жоғары болады, және бұндай желілердің найзағайға беріктігі жоғары болады. Қосалқы станция алдындағы ұзындығы 1,2-2 км арқансымдардың асылғылары қосалқы станцияның жабдықтарын желіден келетін найзағайлы асқын кернеуден қорғайды.



а – 35 кВ желілердің темір бетонды және металл тіректерінде; б – терең жерлендірілген оқшаулама арқылы анкерлі металл тіректерде; в – 220-500 кВ желілерінде ұшқынды аралықтардың көмегімен жерлендірілген оқшаулама арқылы аралық тіректерде; г – ағаш тіректерде;
1 – сымдар, 2 – арқансымдар, 3 – найзайғайдан қорғаныстық арқансымдар арасындағы мойнақ, 4 – түсірмесымдар

11.1 сурет – Найзағай қорғаныстық арқансымды тіректерге бекіту

35 кВ желілерде арқансым асылғылары мүмкін емес, себебі найзағайлы разряд кезінде бұл сымдардың оқшауламасы аз болады әне арқансымдардың асылғылары найзағайдан қорғанысты қамтамассыз етпейді [12]. Найзағайдан қорғаныстық арқансым әрбір тіректе жерлендіріледі. Арқансымды металл және темір бетонды аралық тіректердің 35 кВ желілеріне бекіту арқансымды оқшаулаусыз іске асады (6.1, а сурет). Анкерлі және аралық түректердің 220 кВ және одан жоғары желілерінде және 35-110 кВ желілердің анкерлі немесе темір-бетонды тіректерінде арқансым оқшаулама арқылы бекітіледі, сонымен қатар ол құрылғыға (6.1, б сурет) немесе ұшқынды аралық арқылы (6.1, в сурет) қосылады.

Кернеуі 220 кВ желілерде арқансымды оқшаулама арқылы бекітіледі, әр анкерлі аралықта найзағайдан қорғаныстық арқансым бүр нүктеде ғана жерлендіріледі және арқансымдардың аумағы бір бірмен қосылады. Сондықтан электромагнитті индукциясының нәтижесінде арқансымдарда пайда болатын ЭҚК электрлік токтың өтуіне әкелмейді және қуат шығыны мен желідегі энергия төмендейді.

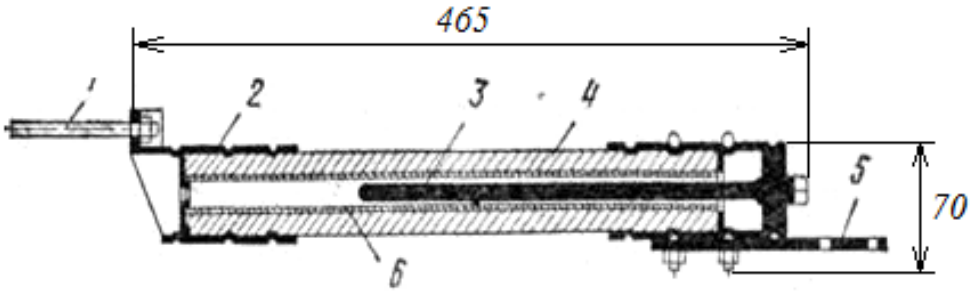
Арқансым тікелей жерлендірілмеген тіректерде арқансымды бекіту үшін оқшауламаларыд ұшқынды аралықпен шунттайды, ол арқансымда бекітілген оқшауламалардың санына байланысты болады.

Найзағай соққысы кезінде ұшқынды аралық арқансымға көтеріледі және найзағайдан қорғаныстық арқансымның жұмыс шарты оның тікелей жерлендіргендегідей болады. Арқансымды бекіту кезінде оқшауламаның болуы тіректерді жерлендіру кедергісін өлшеуді жеңілдетеді. Арқансымды ағаш тіректерде бекіту және оны жерлендіруші түсірмесымға қосылуы 6.1, г суретте көрсетілген. Арқансымдар арасындағы мойнақ жерлендіру жұмыс шартын жеңілдетеді.

Арқансымдардың асылғылары тиімді болу үшін тіректер мен аралықтағы тіректердегі желі сымдары арасындағы қашықтықты сақтау керек. Тіректердегі арқансымдар мен тіректер арасындағы қашықтық тіректегі арқансымның максималды қорғаныс бұрышымен анықталады. Арқансымның қорғаныс бұрышы – бұл арқансым арқылы өтетін вертикаль жазықтық арасындағы бұрыш. Қорғаныс бұрышы желінің құрылымына және тіректегі арқансымдардың санына қарай 20-30° аспау керее. Түтікше разрядтауыш найзағайлы зақымданудан қорғайды. Әлсіз оқшаулама орындары болып ағаш тіректердің желілеріндегі найзағайдан қорғаныстық арқансымы жоқ жеке металл тіректер, транспозициялы тіректер болып табылады.

РТФ 110/0,8—5 маркасының түтікше разрядтауышы (6.2 сурет) бір жағынан жабық 4 және 6 фибробакелитті түтікшеден тұрады. Түтікшенің ішінде жабық жағынан металл оқтауша 3 орнатылған. Ашық жағында қысқа металл түтікше немесе 2 шайба жиынтығы болады, олар 3 оқтаушамен бірге разрядтауыштың ішкі аралығын қалыптастырады. Разрядтауышты жабық жағымен сенімді жерлендіріген арнайы 5 лапаның көмегімен тірекке бекітіледі. Металл оқтауша 1 сыртқы ұшқынды аралықтың электртарының бірі болып табылады. Екінші электрод ретінде арнайы мүйіз немес сымдағы

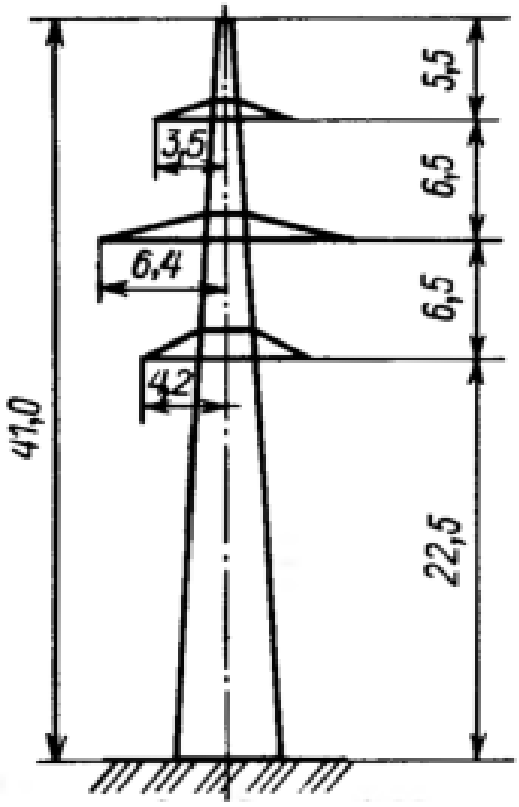
арматура қызмет етеді [13].



11.2 сурет – РТФ 110/0,8—5 марксының түтікшелі фибробакелитті разрядтауыш

11.2 Найзағай арқансымының маркасын таңдау

220 кВ номиналды кернеуге тұрғызылатын ӘЖ жолы IV көктайғақты және III желді аудандарға жататын елді мекен бойынша өтеді. Желдің максималды жылдамдықты ағыны III ауданда жердің бетінен 15 м дейінгі биіктікте 500 Н/м^2 қабылдайды, ал IV ауданда жер бетіндегі 10 м биіктік үшін көктайғақ қалыңдығы 20 мм құрайды [14]. Біріңғайландырылған екі тізбекті тіректерде АССR-TW 477-Т16 18/7 маркасының сымдары монтаждалады.



11.3 сурет – П220-2 түріндегі аралық екі тізбекті металл тірек

Номиналды қимасы $70\,мм^2$ ТК – 11 маркасының болат сымдары үшін аралық тіректегі сымдар үшін қорғаныс бұрышын және олардың атмосфералық асқын кернеулерден ӘЖ қорғау бойынша ЭҚЕ талаптарына сәйкестігін анықтау; найзағайлы разрядтардың бұзылуын жою үшін қажет арқансымның созуылуын есептеу; сонымен қатар арқансымды механикалық беріктікке тексеру. Тірек түрі П220-2 (6.3 сурет).

Аралық еркін тұратын екі тізбекті болат тіректің биіктігі 5,5 м. Найзағайдан қорғаныстық арқансымдар тіректің тіреулеріне активті қуаттың қосымша шығындарын болдырмау мақсатында ұшқынды аралықтармен шунтталған жеке оқшауламалардың көмегімен бекітіледі. Тіректі бекіту оқшауламасының, қысқыштың және түйіннің биіктігі λ_m=0,44 $м$. Оқшауламалар тіркесі сымдарының биіктігі 2,3 $м$ кезінде сымдардың қорғаныс бұрышы тіректегі үстіңгі травеса.

$$\alpha_{вп} = \text{arctg}\frac{3{,}5}{5{,}5 + 2{,}3 - 0{,}44} = 25{,}42^{o} \le 30^{o}$$

Ортаншы фаза сымдарының қорғаныс бұрышы:

$$\alpha_{са} = \text{arctg}\frac{6{,}4}{(6{,}5 + 5{,}5) + 2{,}3 - 0{,}44} = 24{,}8^{o} \le 30^{o}$$

ТК-11 маркасының қимасы $70\,мм^2$ арқансымды есептеуге бастапқы мәндер: көлденең қимасының нақты ауданы $72{,}58\,мм^2$, салмағы $623\,кг/км$ $(\gamma_{1т} = 0{,}0842\ \text{Н}/(\text{м}\cdot\text{мм}^2))$; $\alpha_т = 12\cdot10^{-6}\ 1/^{o}\text{С}$, $\text{Е}_т = 200\cdot10^3\ \text{Н}/\text{мм}^2$.

ӘЖ жолдарының өтуіне берілген климаттық шарттар үшін (III желді және IV көктайғақты аудандар) арқансымның ең үлкен меншікті жүктемесі $\gamma_{ибт}$=0,530 $Н/(м\cdot мм^2)$.температураның сипаттық мәндері $\theta_{(+)} = +35°\text{С}$; $\theta_г = -5°\text{С}_г$; $\theta_{(-)} = -25°\text{С}$; $\theta_{сг} = +10°\text{С}$; $\theta_а = +15°\text{С}$ құрайды (атмосфералы асқын кернеудің климаттық шарттарының температурасы). Арқансым ұшін рұқсат етілген кернеу ЭҚЕ мөлшерленеді

$$[\sigma_т]_{нб} = [\sigma_т]_{(-)} = 600\text{Н}/\text{мм}^2;\ [\sigma_т]_{сэ} = 480\ \text{Н}/\text{мм}^2$$

Арқансымды есептеу сымды есептеумен бірге жүргізіледі. Бұл тарсырмада ӘЖ габаритті аралығы 374 $м$. Келтірілген аралық үшін орташалап $0{,}9l_{габ}$ құрайды:

$$\text{l}_{прв} = 0{,}9\cdot374 = 337\ \text{м}$$

Температура $\theta_а = +15°\text{С}$ кезінде сымның салбырау бойын теңдеу

бойынша есептейміз, келтірілген аралық үшін біріктірілген формада жазылады:

$$f_{па}^3 + 0{,}375(A \cdot l_{прв}^2 / E) f_{па} - \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{6а} \cdot l_{прв}^4}{E} = 0 \qquad (11.1)$$

мұнда

$$A = [\sigma]_{нб} - \frac{\gamma_{6а} \cdot l_{прв}^2 \cdot E}{24 \cdot [\sigma]_{нб}^2} + \alpha E(\theta_г - \theta_а) \qquad (11.2)$$

Мұнда меншікті жүктеме $\gamma_{6а} = \sqrt{\gamma_{1п}^2 + \gamma_{4а}^2}$, яғни $\gamma_{4а}$ жылдамдықты ағынға $Q_а \geq 0{,}1Q_н$ сәйкес, ЭҚЕ $Q_а$ 62,5 $0{,}1Q_а = 62{,}5$ Н/м^2 кем алуға болмайды деп тағайындалады. Демек келесідей болады: $0{,}1Q_а = 0{,}1 \cdot 500 = 50 \leq 62{,}5$ Н/м^2. Сондықтан $Q_а = 62{,}5$ Н/м^2 қабылдаймыз. Меншікті жүктемені $\gamma_{4а}$ қайта есептеу жолымен табуға болады:

$$\gamma_{4а} = \gamma_4 \frac{\alpha_а Q_а}{\alpha_н Q_н} = 0{,}03755 \frac{1 \cdot 62{,}5}{0{,}768 \cdot 500} = 0{,}006112 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

$$\gamma_{6а} = \sqrt{0{,}03634^2 + 0{,}006112^2} = 0{,}03685 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}$$

Сымның тік жазықтықтан ауытқу бұрышы:

$$\beta = \text{arctg}(0{,}006112 / 0{,}03634) = 9{,}55^o$$

Теңдеу коэффициентін табамыз:

$$A = 149 - \left(\frac{0{,}1049 \cdot 337}{149} \right)^2 \frac{89 \cdot 10^3}{24} + 1{,}629(-5 - 15) = -92{,}32$$

$$p = 0{,}375 \frac{(-92{,}32)337^2}{89 \cdot 10^3} = -44{,}18 \leq 0$$

$$q = \frac{3}{64} \cdot \frac{0{,}03685 \cdot 337^4}{89 \cdot 10^3} = 250{,}32$$

Салбырау бойы үшін теңдеу келесідей болады:

$$f_{па}^3 - 44{,}18 f_{па} - 250{,}32 = 0$$

Шешімді Ньютон әдісімен табамыз, бірінші жуықтау ретінде рұқсат етілген (габаритті) салбырау бұрышын аламыз [f]= 12,2 $м$.

$$f_{(k+1)} = \frac{2}{3} \cdot \frac{f_k^3 + q/2}{f_k^2 + p/3} = \frac{2}{3} \cdot \frac{12{,}2^3 + 125{,}16}{12{,}2^2 - 14{,}73} = 9{,}65 \text{ м}$$

Екі итерациядан кейін соңғы жауапты аламыз: $f_{па} = 8{,}57 \ м$. Сонымен бірге сымның төменгі нүктесіндегі кернеу:

$$\sigma_{па} = \frac{\gamma_{6а} l_{прв}^2}{8 f_{па}} = \frac{0{,}03685 \cdot 337^2}{8 \cdot 8{,}57} = 61 \text{ Н/мм}^2$$

Аралық тіректердің салмақ түсіру қабілетіне қарай анкерлі аумақтың аралық ұзындығы $1{,}25 l_{габ}$ жетеді. Бойлық пішінін және тіректердің орналасуын білмей, мұндай ұзындықтың аралығы $l_{габ} = 1{,}25 \cdot 374 = 468 \ м$. Бұндай аралықта сымның салбырау бойы

$$f_{па\ max} = f_{па} \left(\frac{l_{max}}{l_{прв}} \right)^2 = 8{,}57 \left(\frac{468}{337} \right)^2 = 16{,}53 \text{ м}$$

оның вертикаль кескіні

$$f^{в}_{па\ max} = f_{па\ max} \cos\beta = 16{,}53 \cos 9{,}55^{o} = 16{,}3 \text{ м}$$

Арқансым және сым арасындағы аралықтың ортасында вертикаль бойынша қашықтық ЭҚЕ мөлшерінен аз болмау керек (2.5.67).

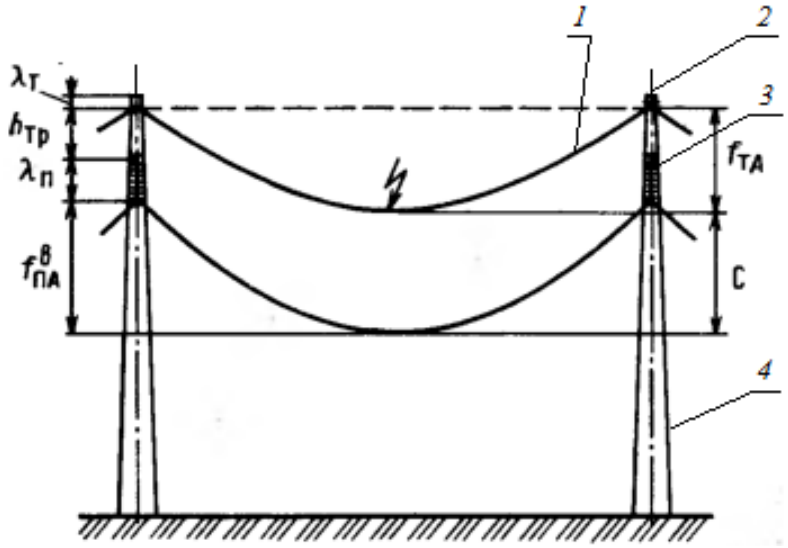
1000 м аспайтын аралықтың ұзындығы үшін бұл қашықтық эмиприкалық формула бойынша есептелуі мүмкін:

$$C_{И} = 4 + 0{,}015(l_{max} - 200) = 4 + 0{,}015(468 - 200) = 8{,}02 \text{ м}$$

Сонда арқансымның салбырау бойы (6.4 сурет)

$$f_{та} = f^{в}_{па} + \lambda_{па} + h_{тр} - \lambda_{т} - C_{и} = 16{,}3 + 2{,}3 + 5{,}5 - 0{,}44 - 8{,}02 = 15{,}64 \text{ м}$$

Яғни, сымның салбырау бұрышынан аспайды $f^{в}_{па} = 16{,}3$ м. Олардың айырмашылығы 0,66 $м$.



1 – найзағай арқансымы, 2 – жайратқыш, 3 – оқшауламалар, 4 – тірек

11.4 сурет – Найзағайдан қорғаныстық арқансымның салбырау бойын анықтау

Арқансымды қорғаныстың бұзылуын найзағайлы разрядтармен жою шарты бойынша 450-500 м деңгейіндегі аралықтың ұзындығы кезінде $f^{в}_{па} - f_{та} \approx 1{,}5\ м$ айырмашылықты қамтамасыз ету ұсынылады.

Сондықтан $f_{та} - f^{в}_{па} - 1{,}5 = 14{,}8$ м қабылдаймыз, ал C қашықтық артады, бұл арқансымнан сымға жабуды толық жояды.

$$C = (f^{в}_{па} - f_{та}) + \lambda_{п} - \lambda_{т} + h_{тр} = 1{,}5 + 2{,}3 - 0{,}44 + 5{,}5 = 8{,}86\ \text{м}$$

Сонымен бірге аралықтың ортасындағы арқансымның қорғаныс бұрышы, арқансымның және үстіңгі сымның желмен ауытқымаған жағдайында $\alpha_{ср} = \text{arctg}\dfrac{3{,}5}{8{,}86} = 21{,}6^{o}$, чгни тірекке қарағанда аз болады, бұл сымдарды ұзындығы үлкен аралықта тиімді қорғау үшін қажет.

Енді $f_{та} = 14{,}8\ м$ қамтамассыз ететін арқансымдағы кернеуді табу керек.

Оқшауланған асылғылары бар арқансымдарды бекіту нүктелерінің ауытқу мүмкіндігінен келтіріген аралықтың ұзындығын пайдаланады:

$$\sigma_{та} = \frac{\gamma_{6а} l^{2}_{прв}}{8 f_{та}} \qquad (11.3)$$

Мұнда, сымдар үшін,

$$\gamma_{6а} = \sqrt{\gamma^{2}_{1т} + \gamma^{2}_{4а}} = \sqrt{0{,}0842^{2} + 0{,}018^{2}} = 0{,}0861\ \text{Н}/(\text{м}\cdot\text{мм}^{2})$$

мұнда:

$$\gamma_{4а} = \alpha_а C_х k_Q^h Q_а (d_т / s_т) \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}584 \cdot 62{,}5 \frac{11}{72{,}58} \cdot 10^{-3} = 0{,}018 \ \text{Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

Келтіріген аралыққа сәйкес келетін арқансымның салбырау бойын қайта есептеумен анықтаймыз:

$$f_{та} = f_{та\ max} (l_{прв} / l_{max})^2 = 14{,}8(337/468)^2 = 7{,}67 \ \text{м}$$

Атмосфералы асқын кернеудің климаттық шарттары кезінде арқансымдағы кернеу

$$\sigma_{та} = \frac{0{,}0861 \cdot 337^2}{8 \cdot 7{,}67} = 159{,}4 \ \text{Н}/\text{мм}^2$$

Атмосфералы асқын кернеу шарттарында арқансымдағы кернеуді біліп, арқансымның механикалық беріктігін ауыр шарттарда: орташа пайдалану шарттарында және көктайғақты жүктеме жоғары кезде тексеру қалады. Болат арқансым манометаллды сым болғандықтан төменгі темературa қаупі болмайды, демек бұл режим қарастырылмайды.

Үшінші критикалық аралықтың ұзындығын табу жеткілікті және қажет. Жеңілдетілген формуланы қолданамыз, қимасы 50 $мм^2$ ТК маркасының болат сымдары үшін:

$$l_{кр3} = 121 \sqrt{\frac{75 + (\theta_г - \theta_{сг})}{(\gamma_{ибт} / \gamma_{1т})^2 - 2{,}041}} = 121 \sqrt{\frac{75 + (-5 - 10)}{(0{,}53/0{,}0842)^2 - 2{,}041}} = 153 \ \text{м}$$

$\sigma_{т\ сэ} = f(l)$ тәуелдікті құру тұрғызу үшін, $l_{кр2}$ есептейміз:

$$l_{кр2} = \frac{4{,}9 \cdot 600}{0{,}0842} \sqrt{\frac{600 - 600 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 10^{-3} \cdot (-5 - (-25))}{[(0{,}53/0{,}0842)^2 - 1] \cdot 200 \cdot 10^3}} = 87 \ \text{м}$$

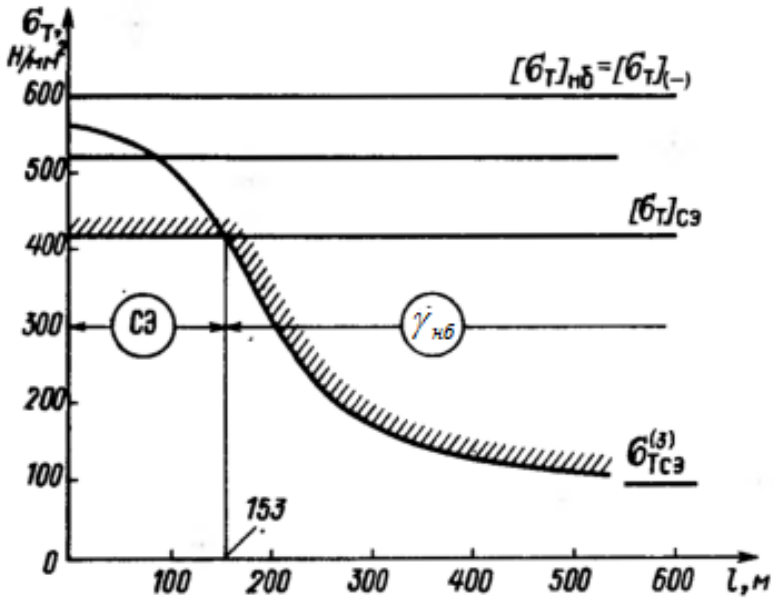
$l \to 0$ кезінде пайдалану кернеуінің келесі орта мәнін аламыз:

$$\sigma_{т\ сэ}^{(1)} = [\sigma_т]_{нб} + \alpha_т E_т (\theta_г - \theta_{сг}) = 600 + 2{,}4(-5 - 10) = 564 \ \text{Н}/\text{мм}^2$$

$$\sigma_{т\ сэ}^{(2)} = [\sigma_т]_{(-)} + \alpha_т E_т (\theta_{(-)} - \theta_{сг}) = 600 + 2{,}4(-25 - 10) = 516 \ \text{Н}/\text{мм}^2$$

Егер $l \to \infty$, онда $\sigma_{т\ сэ}^{(3)} = [\sigma_т]_{нб} \frac{\gamma_{1т}}{\gamma_{ибт}} = 600 \frac{0{,}0842}{0{,}530} = 95{,}3 \ \text{Н}/\text{мм}^2$

Орташа пайдалану шарттары кезіндегі арқансымдағы кернеудің өзгеруінің графикалық тәуелділігі 6.3 суретте келтірілген.



11.5 сурет – ТК-11 маркасының найзағайдан қорғаныстық арқансымын механикалық беріктікке есептеу үшін анықтаушы климаттық шарттарды таңдау

$l_{прв} \geq l_{крз}$ болғандықтан, тексеру $\gamma_{иб}$ режимінде жүргізілу керек.

Арқансым үшін теңдеуді шешеміз және құраймыз. Бастапқы шарттар $\theta_а$, $\sigma_{та}$, $\gamma_{6а}$. Ізделетін шарттар $\gamma_{иб\,т} = 0{,}53\ \text{Н}/(\text{м}\cdot\text{мм}^2)$; $\theta_г = -5^{\circ}\text{C}$.

Сонымен,

$$\sigma_{т\,нб} - \frac{\gamma_{иб\,т}^2 l_{прв}^2 E_т}{24\sigma_{т\,нб}^2} = \sigma_{та} - \frac{\gamma_{6а}^2 l_{прв}^2 E_т}{24\sigma_{та}^2} + \alpha_т E_т(\theta_а - \theta_г); \qquad (11.4)$$

$$\sigma_{т\,нб} - \frac{(0{,}53\cdot 337)^2 200\cdot 10^3}{24\sigma_{т\,иб}^2} = 159{,}4 - \left(\frac{0{,}0861\cdot 337}{159{,}4}\right)^2 \cdot \frac{200\cdot 10^3}{24} + 2{,}4(15-(-5));$$

$$\sigma_{т\,нб}^3 + 68{,}73\sigma_{т\,нб}^2 - 2{,}65846\cdot 10^8 = 0.$$

Теңдеуді Ньютон әдісімен шешеміз, $\sigma_{т\,иб(0)} = [\sigma_т]_{иб} = 600\ \text{Н}/\text{мм}^2$

$$\sigma_{т\,иб(1)} = \frac{600^2(2\cdot 600 + 68{,}73) + 2{,}65846\cdot 10^8}{600(3\cdot 600 + 2\cdot 68{,}73)} = 621{,}6\ \text{Н}/\text{мм}^2.$$

Келесі итерациялар нақты нәтиже береді:

$$\sigma_{\text{т нб}} = 620{,}9 \ \text{Н}/\text{мм}^2 .$$

Арқансымдағы кернеу жоғары көктайғақты жүктеменің әсерінен рұқсат етілген мәнді 3,48 % асады. Бұл нәтиже ТК-11 маркасы арқансымдарын келесі қимасы үлкен ТК-12 арқансымдарына ауыстыру қажеттігін білдіреді. Жаңа марканың арқансымының номиналды қимасы 85 $мм^2$ және нақты қимасы 86,34 $мм^2$. Оның механикалық беріктігі берілген сыртқы жүктемелер үшін тексерілу керек.

Қосымша есептеудің аралық нәтижелерін түсіріп, ТК-12 маркасының арқансымдары үшін ең үлкен меншікті жүктеме 0,457 $Н/(м \cdot мм^2)$ құрайды, ал атмосфералы асқын кернеудің климаттық шарттарындағы менншікті жүктеме - 0,0858 $Н/(м \cdot мм^2)$, және осы шарттарға сәйкес кернеу 158,8 $Н/мм^2$. Арқансым жағдайының жаңа теңдеуін шешіп, ең үлкен көктайғақты жүктеме кезіндегі кернеу 560,4 $Н/мм^2$ аламыз. Демек, ТК-12 маркасы арқансымдарының механикалық беріктігі қамтамасыз етілген [15].

12 Экономикалық бөлім

12.1 Өндіру жобасы

Қарастырылып отырған энергообъектілер құрылысымен қолданылуы өзіндік ұйымдар мен потенциалды қаржы салушылардың капиталын жалдау көмегімен жүзеге асырылады. Қосынды инвестициялардың қаржыландыру құрылысы ЭЖЖ-ны қолданысқа алғаннан кейін екінші жылдан бастап бес жыл аралығында тең көлемде өтеледі. Несие үшін пайыздарды төлеу сұлбасы ЭЖЖ-ны қолданудың бірінші жылынан бастап жылдық есептен 10 % деп алынады.

Есептелудің негізгі мақсаты жобаның экономикалық эффективтілігін анықтау, оның ішінде жобаның инвестициялық қабылдаушылық есебі, қаржылық қолайлығы, қаржының рентабельділігі, пайда нормасы, сонымен қатар салынатын электр жеткізу желілерінің өзін өтеу мерзімі.

Электр жүйелік нысандарға қолданылатын өндірістік жұмыстардың бағалауы желіге қосымша түсетін электр энергиясының сатылуынан құрылады. Нәтиженің құндық бағалануы үшін нақты қолданыстағы бағалар мен тарифтер қолданылады. Тарифті берілетін электр энергиясының өздік құнынан қабылдаймыз. Тариф мәні беріліске кететін шығындарды және берілген электр электр энергиясы көлемін анықтағаннан кейін табылады.

Электр тораптарды орналастыру ауданындағы экологиялық жағдай санитарлық нормалар шегінде тағайындалған. ЭЖЖ-ның құрылысы ауданның экологиялық жағдайының нашарлауына әкелмейді.

12.2 Сату нарығын талдау

Табылған жеткіліксіздіктерге қарастырылып отырған тұтынушыларды энергиямен жабдықтауға байланысты жүйеаралық байланысты құру – жүйеде қосымша электр энергиясын жүзеге асыруға мүмкіндік береді деп болжанады.

Экономикалық және қаржылық тиімділіктері көрсеткіштерін анықтау үшін есептік мерзім 10 жыл деп алынған. Есептік мерзімге энергообъект құрылыс уақыты, уақытша қолдану мерзімі және қолданудың қалыпты режимінен қосалқы станциялар мен оған кіретін тораптары негізгі энергетикалық құрылғыларының қызмет көрсетуі мерзімнің бітуіне дейінгі жылдары кіреді.

Қаржы – экономикалық есептердегі тұтынушыларға берілетін энергетикалық өнімге байланысты барлық бағалық көрсеткіштер млн. теңгеде алынған.

12.3 Ұйымдастырмалық жоба

Тұтынушылардың сенімді және сапалы электр жабықтау көбінесе, энергообъектілер мен энергожүйелердің диспетчерлік пунктерін диспетчерлік және технологиялық құралдармен, олар:

- диспетчерлік бақылау мен мәліметтерді жинау жүйесінен (SCADA);
- электр энергияны коммерциялық есептеу жүйесінен (ЭББАЖ);
- сенімді диспетчерлік және технологиялық каналдарды, сонымен қатар диспетчерлік басқару құрылысына сай мәліметтерді беру каналдарын ұйымдастыратын телекоммуникационды желімен қамтамасыз етуіне байланысты болады.

Диспетчерлік – технологиялық құралдың даму болашағын ескере отырып, энергообъектілермен икемді және шапшаң басқару қажеттілігі диспетчерлік бақылау мен SCADA басқару жүйе ұйымдастыруы жұмыста қарастырылған.

Жүйенің конфигурациясы мен оның функционалды мүмкіндіктерін қажетті ақпаратпен және нақты уақыт режимінде жабдықпен басқаруды ұйымдастыруды дипетчерлік пунктіге сәйкес келетін диспетчерлер қамтамасыз етулері керек. Бұл өз кезегінде анализ уақыты мен апаттық оқиғаларды жою уақытын мүмкіндігінше қысқартады, басқару сапасын көтереді.

Жүйе жоғарғы және төменгі деңгейлерден тұратын иерархиялы құрылымға ие.

Төменгі деңгейде телеақпараттың жиналуы мен берілуі 100 кВ, 35 кВ қосалқы станцияларда орналастырылған (RTU) котроллер көмегімен жүзеге асады. Жиналған RTU ақпараты қосалқы станциядан АЭЖ ДП-не сәйкес SCADA серверіне беріледі.

Қосалқы станциядан ДП-не «Электр және жылу энергияларымен қолдану ережесі» мен «Энергожүйелерде ақпарат көлемін таңдау, жинау жүйесі мен ақпарат тарату жобасы қаулысымен басқару» сәйкес келесі ақпарат көлемін тарату қажет:

- апатты – ескеретін сигнализация;
- негізгі коммутациялық жабдық жайының телесигнализациясы;
- негізгі коммутациялық жабдықпен телебасқару;
- шина секциясындағы кернеу телеөлшеуі;
- қоректенуші фидер жүктеме телеөлшеуі;
- алыстаған ауа желісінің активті және реактивті қуаттарының ағын телеөлшеуі.

SCADA кешенімен жабдықталған пунктерде телеақпаратты жинау мен қабылдау үшін қажеттілер:

- ақпаратты тарату және байланыс каналдарының сенімділігін ұйымдастыру;
- объектілерден ДП-ғы ақпараттың берілуін көрсету;

- SCADA ОДП кешенімен және ДП ПЭС арасындағы ортақ келісілген протокол бойынша ақпараттар алмасу.

- SCADA ОДП кешенімен Солтүстік ААЭЖ АҚ «KEGOC» РДЦ арасындағы ортақ келісілген протокол бойынша ақпараттар алмасу.

Электр энергиясының құрылып жатқан коммерциялық есебі электр энергияны өндіру, тарату, жеткізу және тұтыну барысында шыншыл және уақтылы есеп туралы ақпарат алуын қамтамасыз етеді. Сонымен қатар, ПаӘЖодар облысының техника және қаржы сферасында энергонарығының субъектілерінің қарым – қатынасын реттейді.

Жүйенің құрылуын міндетті түрде төменде көрсетілгендермен сәйкес орындау қажет:

- №313 2001ж. 24 желтоқсаннан ЭжМРМ бұйрығымен қабылданған «Қазақстан Республикасының электр желілері ережелерімен»;

- 24.01.05 жылдан №10 ҚР-ның энергетика және минералды ресурстар министрінің бұйрығымен қабылданған «Электр энергиясын қолдану ережелерімен»;

- №183 15052007 жылдан ЭжМРМ бұйрығымен қабылданған «Электр энергиячының коммерциялы есебінің автомаииандырылған жүйесін құру бағдарламасы»;

- ҚР – ның электр қонырғыларын құру және басқа нормативті құжаттар ережелерімен;

- ЭББАЖ қажеттіліктерін анықтағанда, оның масштабтау және жаңарту мүмкіндіктерін ескеру қажет;

ЭББАЖ құрылысын иерархиялы құрылымы кәсіпорынның бар болған құрылымы және оның электр энергия нарығында қарым – қатынасына сәйкес келуі керек.

ЭББАЖ ұйымдастыруында бекітілмеген рұқсаттан жүйені қорғау шешімі қарастырылады. Техникалық құралдарға, сондай-ақ ақпаратты – бағдарламалы қамтамасыз етуге барлық техникакалық құралдардың жұмыс синхронизациясы және олардың ортақ уақыт жүйесіне қосу қамтамасыз етіледі.

Тарату жүйесінің ұйымдастыру сұрақтары, сондай-ақ SCADA мен ЭББАЖ берілгендерінің негізгі және резервті трактілерінің қажеттілігі мен ұйымдастырылуы комплексті түрде шешілуі керек.

12.4 Қайта құруға жұмсалатын қаражатты есептеу

Коммерциялық диспетчерлеуге қойылатын талаптар:

-коммерциялық есептеу санағыштарын орнату;

-коммерциялық ақпараттарды жинау, сақтау, жіберу жүйелерін ұйымдастыру (АСКУЭ);

– АСКУЭ, ОДЦ, АПК, техникалық оператордың ДП, техникалық оператордың мәліметтер базасы бойынша нарық операторының ДП жүйесіне ақпараттарды жіберу каналын ұйымдастыру.

Көрсеткіштер құны ағымдағы бағаға ауыстырылған базалық көрсеткіштер бойынша анықталған. Доллар курсы 120 теңге деп аламыз.

12.1 кесте – Құндық көрсеткіштер (мың. дол. АҚШ)

Аталуы	Бірлік құн	Қаржы салу I этап			Қаржы салу II этап		
		Саны	Барлығы	Сонымен бірге ҚМЖ	Саны	Барлығы	Сонымен бірге ҚМЖ
ҚС бойынша шығындар							
110/35/6 кВ ҚС							
1.Трансформатор 110/35/6 кВ, қуаты 2х40 МВА	470	2	940	60			
2. 110кВ АТҚ-ның элегазды ажыратқышпен жаб-н ұяшығы	300	2	600	180	1	300	90
3. 35кВ АТҚ-ның элегазды ажыратқышпен жаб-н ұяшығы	30	12	360	140	3	90	40
4.Шығынның тұрақты бөлігі			2200	280			
ҚС №24 бойынша барлығы			4100	660		390	130
РҚжА кеткен шығындары							
1.Релелік қорғаныс және екі ажыратқышпен басқару шкафы (ӘЖ 110 кВ ҚС №24)	105	1	105	35			
2. Релелік қорғаныс және екі ажыратқышпен басқару шкафы (ӘЖ 110 кВ Топливная ҚС – ҚС №24) №24 ҚС-ға	105				1	105	35
3. Релелік қорғаныс және екі ажыратқышпен басқару шкафы (ӘЖ 110 кВ)	105				1	105	35
4. Релелік қорғаныс және ажыратқышпен басқару шкафы (ӘЖ 110 кВ ҚС№24-Топливная) Топливная ҚС-на	100				1	100	35
РҚжА кеткен барлық шығындары			105	35		310	105
СДТУ-ға кеткен шығындар							
1. ӘЖ 110 кВ жоғарғы жиілікті өңдеу	12	4	48	16	2	24	8
2. Жоғарғы жиілікті заградитель	9	1	9	3			

12.1 кестенің жалғасы

3. Дауыс каналдары үшін жоғарғы жиілікті байланыс аппараты	30	4	120	40			
4. Дауыс каналдары және релелік қорғаныс үшін жоғарғы жиілікті аппарат	60				2	120	40
13. АСКУЭ (сервер)	90	1	90	30	1	45	15
14. PLC (АСКУЭ) бақылаушы	12	1	12	4	1	9	3
15.Электрлік шамалардың өлшегіш түлендіргіштері	0,5	17	8,5	3,5	3	1,5	0,5
16. "Альфа Плюс" типті электронды санағыштар	1,5	13	19,5	6,5	2	3	1
17. Телемеханика панелі	2,2	3	6,5	2	1	2,2	0,5
15Кепілденген электр қоректендіру аппаратурасы	8	2	16	5			
19.Түйістіргіш кабелдер	0,9	0,2	0,2	Од	0,1	0,1	
20.Аппаратураны электрмен қоректендіретін кабелдер	1,2	0,2	0,2		од	од	
СДТУ-ға кететін барлық шығындар			770	256		270	90
V. Кейбір ескерілмеген шығындар, %			1700	600		2440	1320
Барлық шығындар (дөңгелектеніп алынған)			7360	1780		3760	1740

12.5 Инвестицияның экономикалық тиімділігін бағалау

12.5.1 Қосалқы станциядағы асқын жүктелген күш трансформаторларын ауыстыру шараларын жүргізу кезіндегі экономикалық тиімділікті есептеу

Есептеу жұмыстарын жүргізу кезінде үш орамды трансформаторлардың каталогтарында қысқа тұйықталу шығындары көрсетіледі. Жоғарғы кернеу орамы 100%-дан артпайтын және орта кернеу мен төменгі кернеу орамдарындағы жүктеме жоғарғы кернеу орамындағы жүктемеден аспайтын кезкелген үш орамдық режим кезінде нақты $P_к$ шығыны каталогтық $P_к$ мәнінен аспайды.

Қосалқы станциядағы асқын жүктелген күш трансформаторларын ауыстыру:

$$S_1 = 25000\text{кВА},\ P_{x1} = 36\text{кВт},\ P_{k1} = 145\text{кВт}.$$

Мына трансформаторларға ауыстырамыз

$$S_2 = 40000\text{кВА},\ P_{x2} = 50\text{кВт},\ P_{k2} = 230\text{кВт}.$$

Асқын жүктелген күш трансформаторларын ауыстыру нәтижесінде жүктемелік шығын төмендейді

$$\delta W_К = (P_{К1} - К_{ВТ}^2 P_{К2}) К_З^2 \tau К_П, \qquad (12.1)$$

мұнда $К_{ВТ} = \frac{S_1}{S_2}$ – номиналды қуаттар қатынасы

$К_З$ – трансформатордың жүктелу коэффициенті

Жүктемелік шығын төмендейді

$$\delta W_К = (145 - \frac{25000^2}{40000} \cdot 230) \cdot 1{,}85^2 \cdot 3000 \cdot К_П = (145 - 0{,}625^2 \cdot 230) \cdot 1{,}85^2 \cdot$$
$$\cdot 3000 \cdot 1 = 55{,}156 \cdot 3000 = 562891{,}73 \text{ кВт} \cdot \text{сагат}.$$

Және бос жүріс шығындары өседі

$$\delta W_х = (P_{хе+1} - P_{хе}) \cdot Т, \text{ кВт} \cdot \text{сагат} \qquad (12.2)$$

$$\delta W_х = (50 - 36) \cdot 8760 = 122640 \text{ кВт} \cdot \text{сагат}.$$

Электроэнергиясының шығындардың суммарлы төмендеуі:

$$\delta W = (\delta W_k - \delta W_х), \text{ кВт} \cdot \text{сагат}, \qquad (12.3)$$

$$\delta W = 562891 - 122640 = 440251 \text{ кВт} \cdot \text{сагат}.$$

Біз екі трансформаторды ауыстырғандықтан екі еселейміз. Осы шыққан мән асқын жүктелген күш трансформаторларын ауыстыру кезінде шығынның қаншалыққа төмендегенін көрсетеді

$$\delta W^{/} = \delta W \cdot 2 = 440251 \cdot 2 = 880502 \text{ кВт} \cdot \text{сагат}.$$

Ендігі кезекте қайта құруға дейінгі кездегі трансформаторлар арқылы өтетін электроэнергиясы туралы есептеулер жүргіземіз. Бізге белгілі қайта құруға дейінгі кезде қосалқы станциядағы трансформатордың қуаты 25000 кВА болды. Қайта құруға дейінгі кездегі трансформаторлар арқылы өтетін электроэнергиясы:

$$W_1 = P_1 \cdot k_З \cdot \tau. \text{кВт} \cdot \text{сагат} \qquad (12.4)$$

мұнда P_1 – қайта құруға дейінгі кездегі трансформатордың активтік қуаты;

k_3 – трансформатордың жүктелу коэффициенті ($k_3 = 0{,}8$);

τ – бір жыл ішіндегі сағат саны ($\tau = 8760$ сағат).

Қосалқы станцияда екі трансформатор орнатылгандықтан қуат екі еселенеді.

$$P_1 = 2 \cdot (S_1 \cdot \cos\varphi), \text{ кВт} \qquad (12.5)$$

$$P_1 = 2 \cdot (25000 \cdot 0{,}85) = 42500 \text{ кВт.}$$

$$W_1 = P_1 \cdot k_3 \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{сагат} \qquad (12.6)$$

$$W_1 = 42500 \cdot 0{,}8 \cdot 8760 = 297840000 \text{ кВт} \cdot \text{сагат.}$$

Келесе кезекте қайта құрудан кейінгі кездегі трансформаторлар арқылы өтетін электроэнергиясы туралы есептеулер жүргіземіз. Бізге белгілі қайта құрудан кейінгі кезде қосалқы станциядағы трансформатордың қуаты 40000 кВА болды. Қайта құрудан кейінгі кездегі трансформаторлар арқылы өтетін электроэнергиясы:

$$W_2 = P_2 \cdot k_3 \cdot \tau \quad \text{кВт} \cdot \text{сагат} \qquad (12.7)$$

мұнда P_2 – қайта құрудан кейінгі кездегі трансформатордың активтік қуаты;

k_3 – трансформатордың жүктелу коэффициенті ($k_3 = 0{,}8$);

τ – бір жыл ішіндегі сағат саны ($\tau = 8760$ *сағат*).

Қосалқы станцияда екі трансформатор орнатылгандықтан қуат екі еселенеді.

$$P_2 = 2 \cdot (S_2 \cdot \cos\varphi) = 2 \cdot (40000 \cdot 0{,}85) = 68000 \text{ кВт,}$$

$$W_2 = P_2 \cdot k_3 \cdot \tau = 68000 \cdot 0{,}8 \cdot 8760 = 476544000 \text{ кВт} \cdot \text{сагат.}$$

Қайта құрудан кейінгі кездегі трансформаторлар арқылы өтетін электроэнергиясының суммарлы артуы.

$$W_3 = W_2 - W_1, \text{ кВт} \cdot \text{сагат} \qquad (12.8)$$

$$W_З = 476544000 - 297840000 = 178704000 \text{ кВт} \cdot \text{сагат}.$$

Ал енді тұтынушыларға кететін таза электроэнергиясы. Ол үшін біз күш трансформаторлар арқылы өтетін суммарлы электроэнергиясынан сол жүктелген күш трансформаторларын ауыстыру кезінде шығындарды алып тастаймыз.

$$W_{\text{Таза}} = W_З - \delta W' = 178704000 - 880502 = 177823498 \text{ кВт} \cdot \text{сагат}.$$

12.2 кесте - Болашақта күтілетін жүктеме

Аталуы	2008	2010	2015	2020
	Санау басталды			
Қажеттілік				
Максималды жүктеме, кВт	450	593	680	725
№24 ҚС үлесінде, кВт	2,48	72	108	108

12.5.2 Инвестицияның экономикалық тиімдігін есептеудің негізгі әдістері

Инвестицияның қаржылық-экономикалық тиімділігінің көрсеткіштері мен критерийлері ретінде қаржылық салымдардың қарапайым өтелу мерзімі, таза келтірілген (дисконтталған) құн (ТДҚ), ішкі табыс нормасы, дисконталған өтелу мерзімі, инвестицияның рентабелділік индексі қолданылады.

Осы әртүрлі әдістерді қолданған кезде бір-біріне қайшы нәтижелерді алынуы мүмкін, сондықтан инвестицияны бағалау әдістерін кешенді салыстыра отырып жобаның қайсысы тиімдірек екені таңдалады.

1) Қаржылық салымдардың қарапайым өтелу мерзімі - таза пайданы салынған инвестицияны қанша уақыттан кейін қайтара алатын көрсетеді, содан кейін таза пайданың өз игілігіне істейтінін білдреді.

$$T_{\text{отелу}} = \frac{I}{П_{\text{жоба}}} \qquad (12.9)$$

мұнда I – капитал салымдары (инвестиция), $I = 1756800000$ тенге ;

$П_{\text{жоба}}$ – жобаны енгізу нәтижесінде алынатын жылдық пайда.

Жобаны енгізу нәтижесінде алынатын жылдық пайда:

$$П_{жоба} = W_{Таза} \cdot Т, \text{ тенге} \qquad (12.10)$$

мұнда $Т-$ тарифтік баға, тг/кВт.сагат. Менің дипломдық жобамда 1 кВт.сагат электроэнергиясы 4 теңгені құрайды, яғни $T = 4\ тг/кВт \cdot сагат.$

$$П_{жоба} = 177823498 \cdot 4 = 711293992 \text{ тенге}.$$

$$Т_{отелу} = \frac{1756800000}{711293992} = 2{,}46 \approx 2{,}5 \text{ жыл}$$

2) Таза келтірілген (дисконтталған) құн (ТДҚ) - Net present value (NPV). Болашақтағы жоспарланып отырған таза пайданы дисконттап оны салынатын инветициядан алған кезде алынатын экономикалық тиімділік NPV>0 болу керек. Бұл салынатын ивестицияның тиімді екенін білдіреді.

$$NPV = -I_О + \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+i)^t} \qquad (12.11)$$

мұнда I_0 – инвестиция;

CF_t – (Cash flow) жылдық ақша ағымы (жылдық табыс- жылдық шығындар) және оны төмендегідей беруге болады:

$$CF_t = П_t + Ш_t \qquad (12.12)$$

мұнда $П_t; Ш_t$ – инвестициялық жобаның t- мерзіміндегі пайда мен жылдық шығындар $П_{жоба} = 711293992$ тенге.;

i – банктік пайдық мөлшерлеме $i = 18\%$;

n – жылдар саны $n = 10 жыл$.

Инвестиция салуда, егер

$NPV > 0$ болса тиімді;

$NPV < 0$ болса тиімсіз;

$NPV = 0$ кезде инветсициядан пайда не шығыны да болмайтынын көрсетеді.

Егер бірнеше жобаларды (нұсқаларды) қарастырған кезде қайысының таза дисконтталған құны жоғары болса $NPV > 0$ сол нұсқаны таңдау керек.

$$NPV = 2151110573 \text{ тенге}$$

3) Ретабелділік индексі - profitability index (PI) – таза дисконтталған пайданы инвестицияға бөлу арқыл анықталады:

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+i)^t} / I_0 \qquad (12.13)$$

$$PI = 2{,}224$$

Егер:

$PI > 1$, онда жобаны қабылдау керек;

$PI < 1$, ондак қабылдаудың қажеті жоқ;

$PI = 1$, жоба пайда да және шында әкелмейді.

Рентабелділік индексі таза дисконтталған құннан айырмашылығы салыстырмалы көрсеткіш болы саналады. Жобаларды таңдауда, егер олардың NPV бірдей болған кезде PI қарап таңдауға болады.

Жобаланып отырған энергетикалық нысанды техника-экономикалық көрсеткіштермен сипаттауға болады.

12.3 кесте – Техника-экономикалық көрсеткіштер

Орнатылған қуат	68000 кВт
Максималды қуатты пайдалану уақыт саны	7008 сағат
Электр энергиясын өндіру немесе тасымалдау көлемі	177823498 кВт.сағ
Электр энергиясының жылдық шығыны	880502 кВт.сағ
Қосынды қаржы салымдары(инвестиция)	1756800000 теңге
Электр энегиясын тасмалдаудық өзіндік құны	711293992 теңге
Өтелу мерзімі	2,5 жыл
Жалпы рентабелділігі	2,224
Таза дисконтталған құн	2151110573 теңге

Нысанның қаржылық көрсеткіштері арқылы алынған есептік мәліметтер бойынша негізгі қорытынды жасауға болады. Яғни бұл қайта құру тиімді жоба деп саналады.

Қорытынды

Дипломдық жобада Алматы облысы, «Жаңа Тұрмыс» ықшам ауданын электрмен жабдықтау есебі жүргізілген. Сыртқы жарықтандыру тораптарына есептеу орындалды. Күштік трансформаторлы қосалқы станцияға таңдау жүргізілді.

Сыртқы электрмен жабдықтау сұлбасы есептелді және таңдалды, сонымен қатар 0,4 кВ тарату құрылғыларына есептеу жүргізілді және кабель желілерінің қорғанысы үшін электрлік аппараттарға тексеру жүргізілді.

Экономикалық бөлімде сыртқы электемен жабдықта сұлбасының екі нұсқасына, сонымен қатар трансформаторлар саны мен қуаты әр түрлі трансформаторлы қосалқы станцияға салыстыру жүргізілді.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде жасанды жерлендіруге есептеу жүргізіледі.

Қолданылған әдебиеттер тізімі

1. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Электроснабжение сельского хозяйства», - Мн., 1985.

2. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0.38 … 10кВ сельскохозяйственного назначения, - Мн., 1984.

3. Будзко И.А., Зуль Н.М. «Электроснабжение сельского хозяйства», - М.: Агропромиздат, 1984.

4. Нормы технологического проектирования (НТП – 85).

5. Каганов Т.П. «Курсовое и дипломное проектирование», - М: Колос, 1980.

6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. «Электрическая часть электростанций и подстанций», - М.: Энергоатомиздат, 1989.

7. Справочник по строительству электрических сетей 0.38 – 35кВ. - М.: Энергоиздат, 1982.

8. Справочник по проектированию электрических сетей в сельской местности. - М.: Энергия, 1990.