

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті
Энергетика және машина жасау институты
Энергетика кафедрасы

Талас Мадияр Сеитимбекұлы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

«АЖК» АҚ 6-10 кВ желілерінде электр энергиясының жоғалуын азайту
шаралары.

6B07101 – «Энергетика»

Алматы 2024

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Энергетика және машина жасау институты

Энергетика кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

PhD қауымдастырылған профессор

Е.А. Сарсенбаев

«12» 06 2024ж.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

НАО «КазНИТУ им.К.И.Сатпаева»

Институт энергетики

и машиностроения

Дипломдық жұмысқа
ТҮСІНІКТЕМЕЛІК ЖАЗБА

Тақырыбы: «АЖК» АҚ 6-10 кВ желілерінде электр энергиясының
жогоалуын азайту шаралары

6B07101-«Энергетика» мамандығы бойынша

Орындаған



Талас М.С.

Пікір беруші

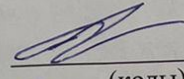


Мустафин М. А

(қолы)

«12» 06 2024ж.

Ғылыми жетекші
Аға-жетекші



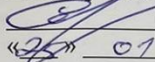
Сарсенбаев Е.А.

(қолы)

«12» 06 2024 ж.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті
Энергетика және машина жасау институты
Энергетика кафедрасы
6B07101-«Энергетика» мамандығы

«БЕКІТЕМІН»

Кафедра меңгерушісі
PhD, қауымдастырылған профессор
 Е.А.Сарсенбаев
«28» 07 2024 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға

ТАПСЫРМА

Студент Талас Мадияр Сеитимбекұлы
Тақырыбы «АЖК» АҚ 6-10 кВ желілерінде электр энергиясының жоғалуын азайту шаралары»

Университеттің Ғылыми кеңесі бекіткен. № 408-п «28» қараша 2024 ж.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі «30» мамыр 2024 ж.

Дипломдық жұмыста қарастырылған мәселелер тізімі:

а) Электр энергиясының шығынын есептеу әдістерін салыстырмалы талдау;
б) Алматы қаласының №14 ТЭС-2 тарату жүйелерінің жай-күйін анықтау;

в) Компенсаторлық құрылғылардың қуаты мен орнату орнын таңдау;
Сызбалық материалдар тізімі: Сызбалық материалдарды слайдпен көрсетілген.

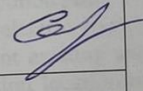
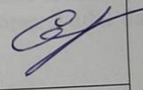
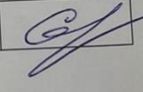
Ұсынылатын негізгі әдебиеттер:

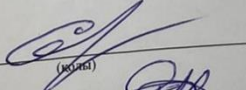
1. Лыкин а. в. электр жүйелері мен желілері. - Логос, 2008. - 256 б.
2. Идельчик В. И. электр жүйелері мен желілері: жоғары оқу орындарына арналған оқулық. - М.: Энергоатомиздат, 1989;


Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге көрсету мерзімдері	Ескерту
Шығындарды есептеу әдістері	08.04.24-30.04.24ж	—
Тарату желілерінің жай-күйі мен талдауы РЭС-2 г. Алматы	05.05.24-10.05.24ж.	—
РП-38, №14 Қуат фидерге компенсаторлық құрылғыларды орату кезіндегі шығындарды орнату	15.05.24-20.05.24ж	—

Дипломдық жұмыс бөлімдерінің кеңесшілері мен норма бақылаушының аяқталған жұмысқа қойған қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілердің аты-жөні, (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Негізгі бөлім	Сарсенбаев Е.А., Доктор Ph.D., профессор	20.06.24	
Арнайы бөлім	Сарсенбаев Е.А., Доктор Ph.D., профессор	20.06.24	
Норма бақылау	Бердібеков Ә.О., магистр, аға оқытушы	20.06.24	

Ғылыми жетекшісі  (қолы) Е.А.Сарсенбаев

Тапсырманы орындауға алған студент  (қолы) М.С.Талас

Күні «25» 07 2024ж

**Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті
директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы**

Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагияттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұқсастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

Автор: Талас Мадияр Сеитимбекұлы

Тақырыбы: «Алматы Электр механикалық зауыты» ЖШС электрмен қамдалуын есептеу және жобалау

Жетекшісі: Ерлан Сарсенбаев

1-ұқсастық коэффициенті (30): 0.3

2-ұқсастық коэффициенті (5): 0

Дәйексөз (35): 1.9

Өріптерді ауыстыру: 122

Аралықтар: 19

Шағын кеңістіктер: 4800

Ақ белгілер: 0

Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :

Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілісін.

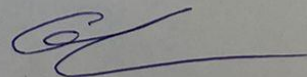
Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

Негіздеме:

Күні 20.06.2024

Кафедра меңгерушісі *Элоретика*

Сарсенбаев ЕА



«Қ.И.СӘТБАЕВ атындағы ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ»
КОММЕРЦИЯЛЫҚ ЕМЕС АКЦИОНЕРЛІК ҚОҒАМЫ

6B07101 – «Энергетика»

(БББ шартбелгісі және атауы)

Талас Мадияр Сеитимбекұлының

(білім алушының тегі, аты-жөні)

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫСЫНА

(жұмыс түрінің атауы)

СЫН-ПІКІР

Тақырыбы: «АЖК» АҚ 6-10 кВ желілерінде электр энергиясының жоғалуын азайту шаралары

ЖҰМЫС ТУРАЛЫ ЕСКЕРТПЕЛЕР

Дипломдық жұмыс автордың алдына қойылған міндеттерге және әдістемелік ұсыныстарға сай орындалған.

Дипломдық жұмыста Талас Мадияр Сеитимбекұлы «АЖК» АҚ 6-10 кВ желілерінде электр энергиясының жоғалуын азайту шараларын жобалап, жабдықтарды таңдап, оған қойылатын талаптармен танысып, трансформатор қуаттарын және типтерін таңдаған. Дипломдық жұмыста жарықтандыру есептеліп, оны жаңғыртуға қажетті шамдар салыстырылған, сымдар маркасы және сақтандырғыштар таңдап алынған. Есептеулер жүргізу арқылы негізгі күштік жабдықтары таңдалып, оларға тексерулер жүргізген.

Жұмыс нәтижелері арнайы пәндерден жеткілікті деңгейде білімі бар екенін және өз бетімен инженерлік-техникалық есептерді жүргізіп, дұрыс шешімдер қабылдай алатындығын көрсетеді.

Жобада жіберілген кемшіліктерді атай кету керек: кейбір өлшем бірліктері кіші әріптермен жазылған.

Жұмыс бағасы

Талас Мадияр Сеитимбекұлының дипломдық жұмысын 75 % бағасына, ал автор 6B07101 – «Энергетика» мамандығы бойынша бакалавры академиялық дәрежесін иемденуге лайық деп бағалаймын.

Сын-пікір беруші

Техника ғылымдарының докторы,
«Энергетика» кафедрасының профессоры,
(лауазымы, ғыл. атағы, дәрежесі)



(колы)

Мустафин М.А

(тегі, аты-жөні)

«12» маусым 2024 ж.

Талас Мадияр Сейтгимбекулы

6В07101 - Энергетика

«АЖК» АҚ 6-10 кВ желілерінде электр энергиясының жоғалуын азайту шаралары
дипломдық жұмысына

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Бұл дипломдық жұмыста «АЖК» АҚ 6-10 кВ желілерінде электр энергиясының жоғалуын азайту шаралары қарастырылған. Дипломдық жұмыс екі басты бөлімнен тұрады, олар 10/6 кВ электр торабын жобалау және электр энергиясының сапа параметрлерін есептеу, сонымен қоса қорытынды және қолданылған әдебиеттер тізімі келтірілген..

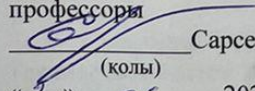
Қорытынды мен ұсыныстардың айғақтылығы және нақтылығы бойынша дипломдық жұмыстағы алдына қойылған мәселені шешу дәрежесі жоғары, зерттеу толығымен аяқталған.

Диплом жазушы Талас Мадияр теориялық дайындығын жеткілікті көрсетті, практикамен ұштастыра білді, алдына қойылған тапсырмаларды өздігінен шешіп, жұмысты өте жақсы меңгерді.

Дипломдық жұмыс қойылатын талаптарға сәйкес келеді және мемлекеттік аттестациялық комиссияның отырысында қорғауға жіберіледі. Ал, түлек Талас Мадияр «Энергетика» мамандығы бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесіне лайықты және дипломдық жұмысын В «жақсы» 73 баллмен бағалаймын.

Ғылыми жетекші

Техника ғылымдарының докторы,
«Энергетика» кафедрасының
профессоры

 Сарсенбаев Е.А.

(қолы)

« 2 » 06 2024 ж.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада шығынды есептеу әдістері қарастырылған. Алматы қаласының №14 ТЭС-2 таратушы, 38 беріліс жолының сұлбасы талданған. Берілген телімнің электр энергия шығынын есептеп, электр тораптарының келешегі және қазіргі жүктемесі қарастырылған. Шығынды төмендету мақсатында Реттелмейтін конденсатор батереясын орнату орындарының қуаты таңдалған. Өтемдік құрылғыларды орнатуға дейінгі шығындар бағаланған.

Аннотация

В дипломной работе рассматриваются мероприятия по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях 10/6 кВ. Произведен анализ схемы и данных по распределительному пункту 38, фидера №14, РЭС- 2, АО АЖК, г. Алматы. Произведен расчет потерь электрической энергии на данном участке электрических сетей с учетом существующих и перспективных нагрузок. С целью снижения потерь произведен выбор мощности и места установки НКБ. Оценены потери до установки КУ и после. Выполнен анализ полученных результатов.

Annotation

The diploma deals with measures to reduce electricity losses in 10/6 kV distribution networks. The analysis of the scheme and data on the distribution point 38, feeder number 14, RES-2, JSC AZHK, Almaty. The calculation of electric energy losses on this section of electric networks is made taking into account existing and prospective loads. In order to reduce losses, the power and installation location of unregulated capacitor banks were selected. Losses were estimated before and after the installation of compensating devices. The results were analyzed.

МАЗМҰНЫ

Кіріспе.....	6
Электр энергиясының шығынын есептеу әдістерін салыстырмалы талдау	7
Электр энергиясын жоғалту құрылымы	7
Шығындарды есептеу әдістері	15
Шығындарды азайту жөніндегі іс-шаралар	27
Жұмыстың міндетін қою	28
Тарату желілерінің жай-күйі мен талдауы РЭС-2 г. Алматы.....	29
«РЭС-2» Тарату желілерінің ауданы.....	29
Энергия шығынын бағалау үшін фидерді таңдау.....	30
Жүктеме құрылымы және талдау	31
РП-38, фидер №14 Қуат беретін электр желілері учаскесіндегі шығындарды анықтау	32
Есептеу үшін деректерді дайындау	32
2020 жылға арналған жүктемелерді ескере отырып, РП-38 электр желілері учаскесіндегі шығындарды анықтау	33
2028 жылға арналған перспективалық жүктемелер кезінде РП-38 электр желілері учаскесіндегі шығындарды анықтау	37
РП-38, №14 фидерге компенсаторлық құрылғыларды орнату кезіндегі шығындарды анықтау	42
Компенсаторлық құрылғылардың қуаты мен орнату орнын таңдау	42
№14 фидердің РП-38 электр желісі учаскесінің шығындарын есептеу	46
Алынған нәтижелерді талдау және өтелу мерзімін анықтау.....	49
Қорытынды.....	50
Пайдаланылған әдебиеттер	51

КІРІСПЕ

Электр энергетикасының ғылыми-техникалық мәселелері кешенінің құрамдас бөлігі реактивті қуаттың ұтымды компенсациясы болып табылады, өйткені реактивті қуаттың үштен бірінен астамы электр энергиясын тұтынушылардың жанында орналасқан компенсациялық құралдармен өндіріледі. Осылайша, энергия жүйесіндегі белсенді қуат, қуат және кернеу жоғалтулары айтарлықтай төмендейді. Пропорциядағы қосымша және маңызды артықшылыққа электр желілеріндегі қазандықты оңтайландыру арқылы қол жеткізіледі.

Реактивті қуатты өтеу мәселесі ұлттық экономика үшін күрделі және маңызды мәселе болып табылады және оны дұрыс шешу бүкіл ел бойынша қаражат пен материалдық шығындарды айтарлықтай үнемдеуді білдіреді.

Электр желісіндегі белсенді қуаттың, қуаттың және кернеудің жоғалуын азайтудың ең тиімді жолы тұтынушыларға ТС орнату болып табылады. Тиісті мәселенің оңтайлы шешімі жүйенің жалпы және жеке құрамдас бөліктерінің реактивті қуатының тепе-теңдігін қамтамасыз ету арқылы электр жүйесінің максималды жұмыс режимін құруға ғана емес, сонымен қатар аталған реактивті қуаттың барлық компенсацияларын айтарлықтай азайтуға мүмкіндік береді, ең арзан, бірақ сонымен бірге энергетикалық жүйелердің техникалық-экономикалық көрсеткіштерін арттырудың, шығындардың барлық түрлерін азайтудың және желілік объектілер мен электр станцияларына инвестициялаудың ең тиімді құралы болып табылады.

Компенсациялық құрылғыны таңдау оның түрін, номиналды қуатын және қолданыстағы реактивті қуатты оңтайлы пайдалану арқылы электр желісіндегі орнату орнын анықтауды қамтиды. Соңғыларына электр станциялары, синхронды компенсаторлар, жүйе аккумуляторының қуат конденсаторлары, электр желілері және синхронды қозғалтқыштар жатады. Біз статикалық конденсаторларды, сондай-ақ күрделі есептеулерде оңтайлы жүктемесі реактивті қуатпен анықталатын синхронды қозғалтқыштарды қосамыз. Дұрыс қабылданған шешімнің техникалық-экономикалық әсері өте маңызды және керісінше-қателіктер үлкен залалмен байланысты, оны жою үшін көбінесе қосымша күрделі салымдар қажет. КРМ мәселесі - бұл электр жүйесі желісінің барлық дерлік деңгейлерін қажетті қамтуды қамтамасыз ететін, сондай-ақ өтемақы процесін көптеген байланысты проблемалармен байланыстыруды қамтамасыз ететін айқын жүйелі мәселе - кернеуді реттеу, электр қуатының сапасын және электр жүйесінің сенімділігін арттыру.

1 Электр энергиясының шығынын есептеу әдістерінің талдауы

1.1 Электр энергиясын жоғалту құрылымы

Шығындарды әртүрлі критерийлерге сәйкес компоненттерге бөлуге болады: шығындар сипаты (тұрақты, айнымалы), кернеу класы, элементтер тобы, өндіріс бірлігі және т.б. Шығындарды талдау және қалыпқа келтіру үшін электр энергиясын жоғалтудың күшейтілген құрылымын пайдалану ұсынылады, онда шығындар физикалық қасиеттерінің ерекшеліктеріне және олардың сандық мәндерін анықтау әдістеріне байланысты компоненттерге бөлінеді.

Бұл әдіске сәйкес нақты шығындарды төрт бөлікке бөлуге болады:

1) Теориялық тұрғыдан технологиялық шығындарды объектіге электр энергиясының ағыны мен шығуын тіркейтін тиісті жабдықты орнату арқылы өлшеуге болады. Іс жүзінде олардың нақты мәндерін қолайлы дәлдікпен бағалау үшін өлшеу құралдарын пайдалану мүмкін емес. Жеке элементтер үшін бұл есептегіш қателігімен салыстырылатын салыстырмалы түрде аз шығын мәніне байланысты. Мысалы, желінің 2% энергиясының нақты жоғалуын өлшеу үшін $\pm 0,5\%$ дәлдікпен есептегішті пайдалану 1,5% - 2,5% жоғалтуға әкелуі мүмкін. Электр энергиясын (электр желілерін) қабылдау және босату пункттері көп объектілер үшін барлық нүктелерде арнайы жабдықты орнату және оның көрсеткіштерін синхронды оқуды қамтамасыз ету іс жүзінде шындыққа жанаспайды (әсіресе қуаттың жоғалуын анықтау үшін). Осы нүктелердің барлығында электр есептегіштері орнатылған, бірақ олардың көрсеткіштеріндегі айырмашылық техникалық шығындардың нақты құны деп айтуға болмайды. Бұл көптеген құрылғылардың аумақтық таралуына және олардың көрсеткіштерінің дұрыстығын толық бақылауды қамтамасыз ете алмауына және басқа адамдарға әсер етпеуіне байланысты. Бұл құрылғылардың көрсеткіштерінің айырмашылығы нақты шығындарды көрсетеді және қажетті құрамдас бөліктерден ажыратылуы керек. Осылайша, нақты желілік объектілердегі техникалық шығындарды өлшеу мүмкін емес деп айтуға болады. Олардың мәндерін электр техникасының белгілі заңдарына негізделген есептеу арқылы ғана алуға болады;

2) қосалқы станцияның технологиялық жабдықтарын пайдалануды және қызмет көрсетуші персоналдың қызмет ету мерзімін қамтамасыз ету үшін СН қосалқы станциясының тұтынылатын қуаты.

Ағын қосалқы станция трансформаторында орнатылған есептегішпен тіркеледі;

3) оны өлшеу қателігінен электр энергиясының жоғалуы (электр энергиясының жеткіліксіз есебі, есептің жоғалуы). Бұл шығындар энергияны (ТТ, ТН және есептегіштердің өздері) өлшеу үшін қолданылатын аспаптардың метрологиялық сипаттамалары мен жұмыс режимдері туралы мәліметтер негізінде есептеледі. Өлшеу шығындарын есептеу желіден қоректенетін барлық есепке алу аспаптарын, оның ішінде қосалқы станциялардың электр энергиясын тұтынуын есепке алу аспаптарын қамтиды;

4) электр энергиясын ұрлаудан келтірілген коммерциялық залал,

есептегіштің көрсеткіштері мен электр энергиясы үшін төлемнің тұрмыстық тұтынушыларға сәйкес келмеуі, сондай-ақ энергия тұтынуды бақылау саласындағы басқа да себептерден келтірілген коммерциялық залал. Коммерциялық шығындардың тәуелсіз математикалық сипаттамасы жоқ, сондықтан оларды дербес есептеу мүмкін емес. Олардың мәні нақты шығындар мен алғашқы үш компоненттің қосындысы арасындағы айырмашылық ретінде анықталады.

Шығынды кеңейтілген құрылымның алғашқы үш компоненті оларды қабылдау мен шығаруды есепке алу желілері арқылы электр энергиясын беру процестеріне қойылатын техникалық талаптарға байланысты. Бұл компоненттердің қосындысы "техникалық шығындар" терминімен жақсы сипатталған.

Төртінші компонент-коммерциялық шығын-әсер ету

осы әсердің барлық көріністерін қамтитын "адам факторы": кейбір пайдаланушылардың электр энергиясын қасақана ұрлауы, есептегіштің көрсеткіштерін өзгерту, есептегіштен басқа энергияны тұтыну, есептегіштің көрсеткіштерін төлемеу немесе толық төлемеу, есептеулер арқылы белгілі бір есепке алу пункттерінде алынатын және шығарылатын электр энергиясын анықтау (егер желінің балансының шекаралары және есептеу құралдарын орнату орындары сәйкес келмесе) және т. б.

Күшейтілген шығын компоненттері әртүрлі критерийлер бойынша топтастырылған шығын құрылымы:

Әрбір шығын компонентінің өзіндік егжей-тегжейлі құрылымы бар.

Жүктеме шығыны келесі шығындарды қамтиды:

- Өткізу желісінің сымдарында; - ток трансформаторларында;
- Қосалқы станциялардың тарату құрылғыларының (РУ) сымдары мен шиналарының сымдарын жалғау кезінде.

Бөлшек есептеу тәжірибесінің болмауына және олардың шамалы мөлшеріне байланысты соңғы екі компонент, әдетте, орташа жағдайларды есептеу кезінде нақты шығындармен анықталады және шартты түрде тұрақты шығындардың құрамына енеді.

Бос жүріс шығындарына тұрақты (жүктемеге тәуелді емес) шығындар жатады:

- Компенсациялық құрылғыларда (синхронды және тиристорлық компенсаторларда, конденсаторлық блоктарда және шунттаушы реакторларда);
 - Электр энергиясын есепке алу жүйелеріндегі аспаптар (ТТ, ТН, есептегіштер және жалғау желілері);
 - клапандағы найзағай және сөндіргіш;
 - Жоғары жиілікті қосылуға арналған құрылғы (RF байланысы);
 - Ауа-райының әсерінен болатын шығындар (климаттың жоғалуы)
- олар үш компоненттен тұрады:

Жер сызығының оқшаулағышынан ағып кетудің жоғалуы; мұздың еру энергиясының шығыны

CN қосалқы станциясының қуатын тұтыну жоба данасының әртүрлі (23-

ке дейін) жұмыс режимдерімен анықталады.

Бұл шығындарды алты компонентке бөлуге болады: үйді жылыту; үйді желдету және жарықтандыру:

- Қосалқы станцияны басқару жүйесінің қосалқы құрылғылары және синхронды компенсаторлар;
- Жабдықты салқындату және жылыту;
- Компрессордың ауа қосқышын және май қосқышының пневматикалық жетегін басқару;
- Жабдыққа техникалық қызмет көрсету, жүктеме кезіндегі кернеуді реттеуге арналған жабдық (РПН), дистилляторлар.
- Жабық тарату құрылғысын желдету (CDD).
- Жылыту және каналдарды жарықтандыру (басқа шығындар).

Қуатты өлшеудегі қателер келесі компоненттерді қамтиды. ТТ, ТН және электр есептегішін өлшеу қателігінен туындайды.

Коммерциялық шығындарды әртүрлі себептермен компоненттерге бөлуге болады.

Электр энергиясының бір бөлігін шығындарға жатқызу критерийлері нақты немесе үнемді болуы мүмкін. Кейбір сарапшылар қосалқы станциялардың энергия шығынын электр энергиясын бөлуге, ал басқа компоненттерді шығындарға жатқызу керек деп санайды. Электр энергиясын пайдалану сипаты бойынша қосалқы станцияның ЦН тұтынуы оны пайдаланудан іс жүзінде ерекшеленбейді.

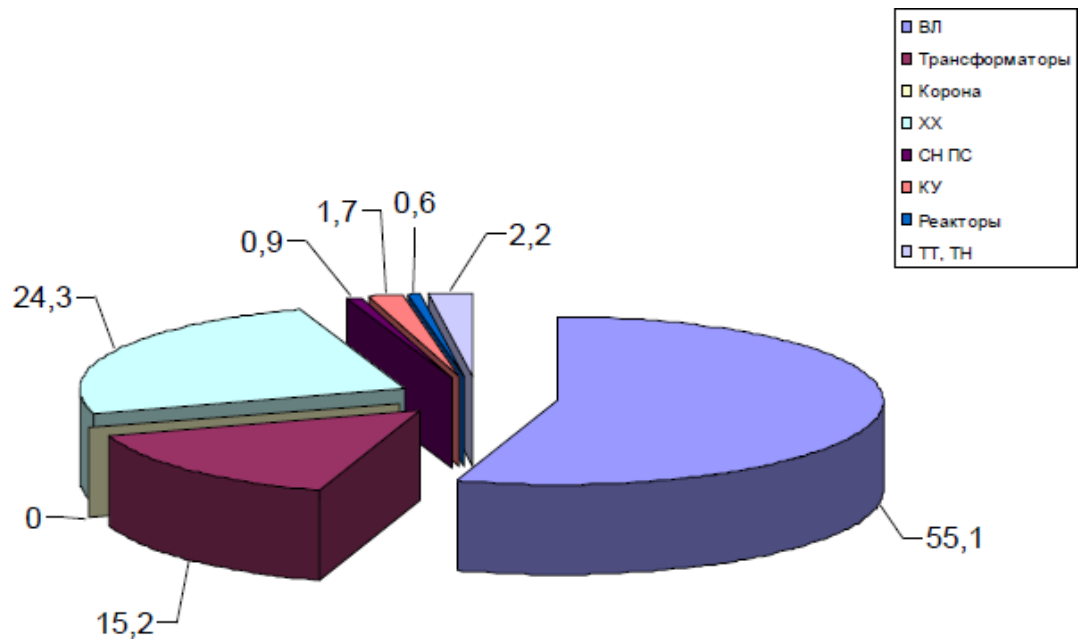
Ток трансформаторындағы қате.

ГОСТТ7746 бойынша ток трансформаторларының рұқсат етілген қателігі 3 баллмен нормаланады, бұл ТТ ток жүктемесінің 100%, 20%, 5% сәйкес келеді. ТТ ерекшеліктерінің бірі төмен жүктемелер кезінде қателік дәлдік класынан 1,5-3 есе асуы мүмкін.

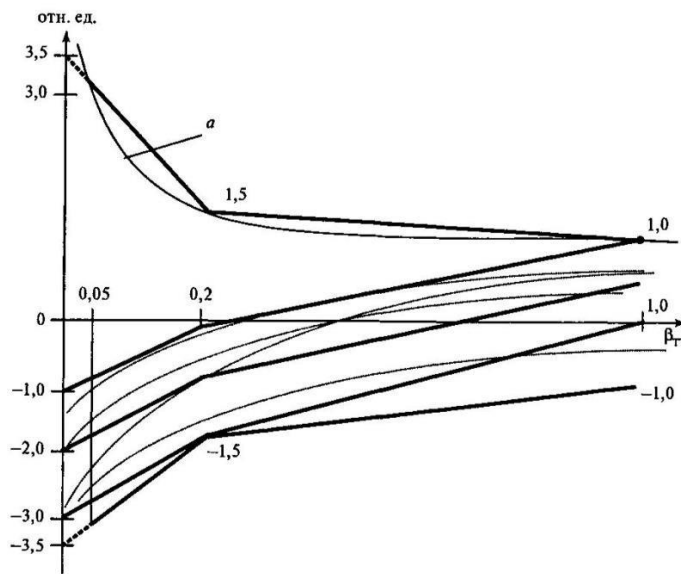
ТТ және ТН жүйелі қателіктерін бағалау үшін нақты есептеу барысында сенімді белгілі 2 фактор қолданылады:

1. $\cos\varphi$;
2. Трансформатордың ағымдағы жүктемесі.

Ағымдағы түнгі жүктеме күндіз төмен және одан да көп, сондықтан бір кезеңде қате оң, ал екінші кезеңде теріс, ал бұрыштық қате оң болады. Бұрыштық қате тіпті төмен $\cos\varphi$ кезінде ағымдағы қатені өтей алады, бұл қайта есептеуге әкеледі. Ток трансформаторының қателігінің бастапқы тізбектің жүктемесіне тәуелділігі 1.2-суретте көрсетілген.



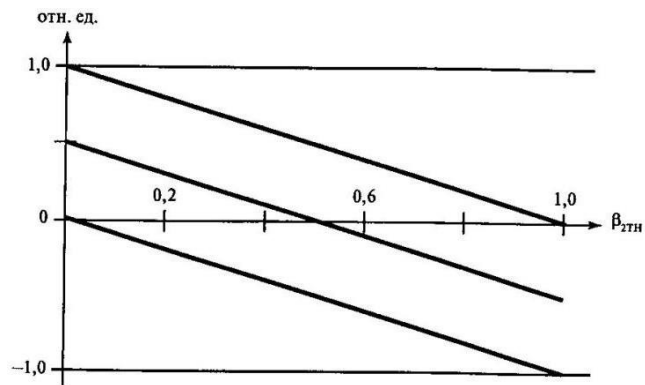
1.1-сурет-РЭК электр энергиясының шығын құрылымы, кернеуі 6-10кВ, %



1.2-сурет-ток трансформаторларының қателіктерінің бастапқы тізбектің жүктемесіне тәуелділігі

Ток трансформаторларынан айырмашылығы, кернеу трансформаторларындағы қателіктер сыртқы тізбектің параметрлеріне тәуелсіз және келесі факторлармен анықталатын тұрақты мәнге ие:

1. Екінші тізбекті жүктеу
2. Сымдар мен есептегіш арасындағы шығындар.



1.3-сурет-кернеу трансформаторларының қателіктерінің қайталама тізбектердің жүктемесіне тәуелділігі

Суреттен көріп отырғанымыздай, қайталама тізбектің шамадан тыс жүктелуі жүйенің теріс қателігіне әкеледі. Екінші тізбектің тогы мен кернеуі арасындағы бұрыш (есептегіште) ТТ және ТН бұрышының сдысуы арасындағы айырмашылыққа байланысты бастапқы тізбектің бұрышынан өзгеше болады. Егер ТПЛ-10 типті ТТ 5-тен 20% - ға дейінгі ток жүктемесінде жұмыс істесе, онда кестеге сәйкес. 4.1. ток векторының сдысу бұрышы орта есеппен 34 минутты құрайды. Кернеу трансформаторы кернеу векторының бұрышын 10 минут бойы қарама-қарсы бағытта жылжытады. Осылайша, екінші жағындағы ток пен кернеу векторлары арасындағы бұрыш бастапқы жағындағы бұрыштан 24 минутқа аз болады. Бұрыш неғұрлым аз болса, токтың белсенді компоненті соғұрлым көп болады, реактивті компонент соғұрлым аз болады, сондықтан бұрыштық қате ағымдағы қатенің орнын толтыруға әкеледі.

Есептегіштегі қате.

Есептегіштегі қателер келесі факторларға байланысты:

1. Жыл сайын кез-келген түрдегі индукциялық сенсордың теріс қателігі (оның жасына қарамастан) оның дәлдік класының мәні бойынша артады. Мысалы: тұрмыстық тұтынушылар үшін есептегіштің қызмет ету мерзімі 10 жыл және дәлдік класы 2,5. Бұл жалпы теріс қателік қызметтің оныншы жылына 5% құрайды дегенді білдіреді. Зерттеуге сәйкес, margin үй секторындағы теріс қателік

Ол 4,8% - дан 5.1-ге дейін%

Энергияның жетіспеушілігі индукциялық есептегіштің шекті сезімталдық қасиетіне ие екендігіне байланысты, яғни есептегіш диск минималды ток ескірген кезде ғана айнала бастайды.

Аспапты өлшеу қателігі жылына -4,4-тен 80 мың кВт * сағ/жыл-қа дейін немесе орташа жалпы шығынның -3.47% - на дейін ауытқиды. 6-10 кВ желілерінде электр энергиясының жетіспеушілігінен болатын шығындарды азайтудың жалғыз мүмкін шаралары:

1. Тұрмыстық тұтынушылар үшін жоғары дәлдіктегі құрылғыларды орнату
2. Ескі есептегіштерді (оның қызмет ету мерзімі 10 жылдан асқан) жаңа, сандық есептегіштерге ауыстыру.

Қосалқы станциялардың өз қажеттіліктеріне жұмсалатын шығын.

Қосалқы станцияның өз қажеттіліктеріне оның жабдықтарының қалыпты жұмысын қамтамасыз ету үшін қосалқы станция қабылдағышының энергия шығыны кіреді. Қабылдағыштың бұл түрі 6-10/0, 4 кВ трансформаторынан алынған 220/380 в желісінен қуат алады. Қосалқы станцияларда электр энергиясын тұтынуды нормалау оны бақылау және оны негізсіз пайдалану орындарын анықтау үшін жүзеге асырылады. Норманың мөлшері климаттық жағдайларға байланысты. Барлық СН шығындары 4 негізгі топқа бөлінеді:

1. Үй-жайларды жылыту үшін
2. Жылыту жабдықтары үшін
3. Жарықтандыру үшін
4. Басқа электр қабылдағыштар.

Үй-жайларды жылыту келесі шығындарды қамтиды:

1. Жұмыс және далалық топтарды жылыту
2. Коммутаторды жылыту

Ауа жинағыштың жылыту жабдықтарын жылыту мыналарды қамтиды:

1. Жылыту қосқышы
2. Сепаратор жетегін жылыту
3. КРУН жасушаларын жылыту
4. Электр жылыту жетегі бар ажыратқыштар.

Жарықтандыру мыналарды қамтиды:

1. Ішкі жарықтандыру
2. Электр сыртқы жарықтандыру қабылдағышының қалған бөлігі:

1. Станцияның жалпы құны 6-10 кВ желілеріндегі электр энергиясын жылдық тұтыну жылына 4,1 млн сағатты немесе жалпы шығынның 7,9% құрайды.

Ток трансформаторларындағы шығындар жүктеме шығыны деп аталады, өйткені олар нақты токтың квадратына байланысты. Ағымдағы тт жүктемесі номиналды бастапқы токтың 50% - на тең болғанда, шығын номиналды мәннің 25% құрайды. ТТ тұтынатын қуат алты компоненттің қосындысымен анықталады:

1. Бастапқы орамдағы шығындар
2. Магниттік жүйедегі шығындар
3. Екінші өлшеу орамасындағы шығындар
4. Екінші қорғаныс орамасындағы шығындар
5. Екінші өлшеу орамасының жүктемесіндегі шығындар
6. Екінші қорғаныс орамасының жүктемесіндегі шығындар.

Жоғары жиілікті тосқауылдардағы шығындар

Өнеркәсіптік жиіліктегі токтан басқа, жоғары жиілікті байланыс сигналдары электр желілерінің сымдары арқылы беріледі. Қосалқы станция жабдығының радиожиілік сигналына күшті шунттау әсерін әлсірету үшін қосалқы станция шинасының алдына қосалқы станция шинасындағы радиожиілік сигналының жолын бөгейтін жоғары жиілікті тосқауыл (ВЗ)

орнатылады. Төмен кедергісі бар VZ реакторы. ЭВ шығындарын есептеудің ең дұрыс әдісі-олардың кедергісін есептеу схемасына қосу. ЭОС әртүрлі түрлеріндегі қуат шығыны 0,14-тен 40 кВт-қа дейін өзгереді

Жүктеменің жоғалуы жүктеме ағыны кезінде 6-10 кВ желілік жабдықтың жоғалуынан болады. Жүктемені жоғалту мыналарды қамтиды

- Конденсатордағы ВЧ жоғалуы;
- Клапан, найзағай өткізгіш(PB), найзағай (найзағай);
- Ток трансформаторы (СТS);
- Кернеу трансформаторы (ТN).

Радиобайланыс конденсаторларының жоғалуы дерлік тұрақты.Сымдар мен РУ шиналарын жалғау кезіндегі шығындар

Мұндай жабдықтың шығыны қосалқы станция аумағындағы өткізгіштердің көлденең қимасы мен ұзындығымен және оның жүктемесімен анықталады. Кестеде 4000 сағ / жыл жағдайында 6-10 кВ қосалқы станцияларды пайдалану кезінде өткізгіштердің орташа қимасы мен жалпы ұзындығының мәндері келтірілген.Біздің жағдайда деректер тек тарату нүктелеріне қолданылады, өйткені дәстүрлі ТП-дағы қосылу сызығының ұзындығы аз, ал ондағы шығындар нөлге тең деп есептеледі. 1.1-кестеде қосалқы станциялардың жалғау желілері мен шиналарындағы қуаттың есептік жоғалуы келтірілген.

1.1-кесте-қосалқы станциялардың тарату құрылғыларының қосқыш сымдары мен құрама шиналарындағы электр энергиясының жоғалуы

Номинальное напряжение, кВ	Средняя продолжительность соединительных проводов сборных шин на подстанции. М	Расчетные сечения, мм ²	Потери электроэнергии. тыс. кВтч в год
6-20	50	70	1,3

Ағын шегі реакторының жоғалуы

Ағын шегі реакторы жоғары жиілікті тосқауыл сияқты жасалған. Паспорт деректерінде номиналды ток кезінде фазаға қуаттың меншікті шығыны түріндегі реактордың шығыны келтірілген

Шығындарды өтеу құралы.

6-10 кВ желілерде реактивті қуаттың орнын толтыру үшін жабдықтың келесі түрлері бар:

1. Статикалық конденсатор блогы (BSCS)
2. Тиристордың статикалық компенсаторы (STC)
3. Синхронды компенсатор (СК).

Синхрондау компенсаторлары Алматы қаласының тарату желілерінде жоғары құнына байланысты пайдаланылмайды және одан әрі қаралмайды.

1.2-кесте-өтемдік құрылғылардағы электр энергиясының есептік шығыны

Жабдықтың түрі	Потери энергии, тыс.кВт в год, при номинальной мощности КУ, МВА								
	5	7	10	5	30	50	100	16	320
СК	400	540	75	70	1570	2160	645	725	10260
БСК	30	45	60	90	180	300	600	960	1920
СТК	120	180	240	360	720	1200	2400	3840	7680

Жалпы, өтелген жабдықтағы шығындар жылына 3,0-ден 3,4 млн кВт * сағ-қа дейін ауытқиды, бұл шығындардың жалпы көлемінің 6,17% құрайды.

Кабель желілерін оқшаулау шығындары

Тарату желілерінің кабельдік желілеріндегі шығындардың мөлшері 6-10 кВ формула бойынша анықталады

1. Кабель ұзындығы

2. Кабель жасалған жыл.

3. Кабель дәуірі. Бұл стандарт оқшаулағыш материалдар өндірісін жақсартуға негізделген. 1960 жылы жаңа кабельдік желілердегі материалдың жоғалу бұрышының тангенсі 0,011 болды. Қазіргі кабельдік желілер үшін бұл мән 0,003-ке тең.

Қазіргі уақытта 0.0084 кабелі қолданылады. 6-10 кВ желілерінде кабельдік бөлімдердің келесі түрлері қолданылады:

Кабель желісінің көлденең қимасы: 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240. Өткізгіш неғұрлым үлкен болса, ондағы шығын соғұрлым жоғары болады- бұл кабельдің белгілі бір бөлігінің жоғалуына ықтимал қырағылық кестесіне тәуелділік.

Жалпы алғанда, кабельдік желілердегі шығындар жылына 0,1 млн кВтсағ-қа жетеді, бұл шығындардың жалпы көлемінің 0,19% - құрайды

Әуе желілері изоляторларының ағып кету тогының жоғалуы.

Оқшаулағыштағы ағып кету тогының жалпы жоғалуы келесі факторларға байланысты:

1. SSA (Атом қабатының ластану дәрежесі, Алматы, гипотеза 5).

2. Әуе желілеріндегі тірек изоляторларының саны (оқшаулағыштардың орташа саны 6-10 кВ-1 бірліктерінде).

3. Ағып кету тогының жолының ең аз ұзындығы (6-10 кВ желінің СЗА деңгейі бойынша 1-ге тең таңдалады).Лагранж әдісіне сәйкес, функцияның салыстырмалы экстремумының орнына шектеулер келесі түрге ие Лагранж функциясының абсолютті экстремумын іздейді:

$$L = Z(x_1, x_2, \dots, x_n) + \lambda_1 f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, b_1) + \lambda_2 f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, b_2) + \dots + \lambda_m f_m(x_1, x_2, \dots, x_n, b_m) \rightarrow \text{extr}, \quad (1.5)$$

мұндағы $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_t$ - X_1, x_2 , айнымалылары сияқты Лагранждың анықталмаған факторлары ... x_N , ізделетін айнымалылар.

Лагранж функциясы мақсатты функцияны және Лагранж мультипликаторына көбейтілген әрбір шектеуді қамтитынын көруге болады.

Шектеу кезінде мақсатты функцияның салыстырмалы экстремумы Лагранж функциясының абсолютті экстремумымен сәйкес келетінін дәлелдеңіз.

Белгілі әдістерді қолдана отырып, функциялардың абсолютті экстремумдарын табу. Атап айтқанда, Лагранж функциясының ішінара туындылары анықталады және нөлге теңестіріледі:

Соңғы m теңдеуі оңтайландыру мәселесінің шегі болып табылады.

Жүйеде $(m+n)$ теңдеулер және белгісіздер саны бірдей. Жүйенің шешімі Лагранж функциясының абсолютті минимумын немесе координаттар шегіндегі мақсатты функцияның салыстырмалы минимумын береді.

математика

Егер жүйе сызықты болса, әдетте Гаусс әдісі қолданылады. Егер жүйе сызықты болмаса-Ньютон әдісі.

Қуат ағынын есептеудің матрицалық әдісі.

Электр желісінің жұмыс режимдерін есептеудің теориялық және матрицалық әдісін қолдана отырып, M тармақтары мен N тәуелсіз түйіндері бар ерікті конфигурация желісіндегі шығындарды бөлу әдісін қарастырыңыз./6/

Желі тармақтарындағы түйіндер арқылы өтетін Ток келесі матрицалық теңдеумен анықталады:

Y_b -бұтақтардың диагональды өткізгіштік матрицасы

Z -меншікті және өзара кедергі матрицасы J_D түйіндік токтардың диагональды матрицасы

M_t -оқиғалардың бірінші матрицасы (түйіндердің қосылу матрицасы).

Өрнек (1.7)түйін тогының құрамдас бөлігін немесе Тізбек тармағының жалпы тогы бойынша токтың таралу коэффициенттерінің матрицасын анықтауға мүмкіндік береді. Берілген токтан шығын матрицасы бойынша токтың таралу коэффициенті:

(1.9)

$$C=YbMZ$$

Ашық схема бойынша жұмыс істейтін тарату желілері үшін.

$$C \cdot 2 M^{C1}, \quad (1.10)$$

Матрицалық түрдегі қуат шығынының құрамдас бөліктері:

$$2p(ij) M Cij \cdot Iij^2, \quad (1.11)$$

мұндағы Cij -матрица элементтерінің таралу коэффициенті I -түйін нөмірі, j -тармақ нөмірі,.

Iij -гі тармағының түйініндегі ток компонентінен ток тармағының кедергісінің диагональды матрицасы.

Матрица элементтерін жолдар бойынша қорытындылай келе (1.11), біз бұтақтар үшін шығын мәндерін және бағандар үшін шығын мәндерін аламыз-тиісті түйіндерге жататын шығын мәндері.

Айта кету керек, ашық режимде жұмыс істейтін тарату желілері үшін бұл тапсырма айтарлықтай жеңілдетілген. Бұл жағдайда белсенді және реактивті ток түйіндерінен ағып жатқан тармақтардағы компоненттік токтар бірдей бағытқа ие және инвариантты модульдерде ток пен кернеу арасындағы фазаға тәуелді емес, бұл белсенді және реактивті токтардың екі тәуелсіз таралу матрицасын қарастыруға мүмкіндік береді.

$$\begin{aligned} I &= C \cdot J_D, \\ P &= C \cdot (P_H), \\ Q &= C \cdot (Q_H). \end{aligned} \quad (1.12)$$

Жоғарыда айтылғандарды ескере отырып тораптық энергетикалық желідегі белсенді және реактивті қуаттың ысыраптарын бөлу мынадай көрініспен айқындалады:

Желідегі белсенді қуат ағынындағы белсенді қуаттың жоғалуы матрица түрінде анықталады:

$$\Delta P = [C \cdot (P_H)] \cdot R_B \cdot [C \cdot (P_H)], \quad (1.13)$$

P n -түйіндердегі реактивті жүктеме мәндерінің диагональды матрицасы. Желідегі реактивті қуаттың ағымынан белсенді қуаттың жоғалуы матрицалық теңдеуде анықталады.

$$\Delta P = [C \cdot (Q_H)] \cdot R_B \cdot [C \cdot Q_H], \quad (1.14)$$

мұндағы Q_n - R_B түйініндегі реактивті жүктеме мәндерінің диагональды

матрицасы-тармақтың кедергі мәндерінің диагональды матрицасы.

Түйіндердегі жүктеменің реактивті қуатынан желі түйіндері бойынша белсенді қуат шығындарының таралуын алу ең үлкен шығынды тудыратын түйіндерді табуға мүмкіндік береді. Осы қондырғыларда өтемақы жабдықтарын орнату желінің қарастырылып отырған бөлігінің реактивті қуатының орнын толтыру кезінде шығындарды барынша азайтуға мүмкіндік береді.

Градиентті түсіру әдісі мен Лагранж мультипликаторы әдісін қолдана отырып, сыйымдылығы шектеулі жүйелердегі тарату желілерінде конденсатор блоктарын орналастыруды оңтайландыру міндетін анықтауға болады, бірақ көптеген жағдайларда көп өлшемді және гетерогенді желілерде.

1.1.1 Токты бұтақтарға таратудың матрицалық әдісін қолдана отырып, реактивті қуатты өтеу тиімділігіне ең қолайлы түйіндерді табуға болады, бұл бүкіл желі бойынша ең көп қуат шығынын тудыратын түйіндерді анықтайды.

1.1.2 шығындарды есептеудің тікелей әдістері

Күнделікті режимдерге тән әдіс.

Әрбір таңдалған күн үшін қадам сызықтары ретінде ұсынылған жүктеме диаграммалары жасалады және диаграмманың әр қадамында жүктеме өзгеріссіз қалады. Содан кейін тиісті сипаттамалық күнде энергия шығынын формула бойынша анықтауға болады.

Әдеттегі күндер қысқы, жазғы, көктемгі және күзгі жұмыс күндері мен демалыс күндері, яғни 8 күн болуы мүмкін. Содан кейін $m = 8$.

Жұмыс жағдайында жүктеме кестесі жылдың типтік күндерін арнайы өлшеу негізінде қалыптасады. Желіні жобалау кезінде бағалау жүктемесін тек шамамен анықтауға болады, сондықтан есептелген шығындар да шамамен алынған. Бұл әдістің кемшілігі-ол белсенді қуатты емес, толық қуатты пайдаланады, бұл дәлірек емес. Сонымен қатар, есептеу нәтижелері жыл бойына желі схемасының өзгеруін, жүктеме динамикасын, электр станциясының жүктемесінің өзгеруін және т.б. осылайша, әдеттегі күн үшін есептелген энергия шығыны әдеттегі күн ішінде өзгеріссіз қалмайды. Дегенмен, сипаттамалық үлгілер әдісі ең дәл деп санауға болады. Магистральдық желілердегі шығындарды есептеу кезінде, сондай-ақ басқа әдістермен салыстыру кезінде нұсқаулық ретінде ұсынылады. (1.69) немесе (1.17) формулалары бойынша есептелген жылдық шығындарды есептеу дәлдігін арттыру үшін тізбектің өзгеруіне байланысты мәжбүрлі режимнің әсерін ескеретін тұрақты емес КСХ коэффициенттерін пайдалану ұсынылады:

$$\Delta W_{cx} = \Delta W_{k_{cx}} . \quad (1.18)$$

К_{сх} коэффициентінің мәні 1,04-1,08-ге тең болуы мүмкін.

Электр энергиясының жоғалуын анықтау қиын болған жағдайларда W_{xj} (формула (1.18) сипаттамалық күн үшін қолдануға болады сипаттамалық режимдерді есептеуге негізделген тәсіл. Содан кейін электр энергиясының жылдық шығыны формула бойынша болады

$$\Delta W = \sum \Delta P_j \Delta t_j, \quad (1.19)$$

мұндағы j -жүктеме қуатының жоғалуы J-ОМ режимі;

t_j - J режимінің ұзақтығы;

k - таңдалған сипаттама режимдерінің саны.

Бұл тәсілдің басты кемшілігі-әр тән режимді және әсіресе оның ұзақтығын негіздеудің қиындығы.

Орташа жүктеме әдісі.

Қарастырылып отырған уақыт кезеңіндегі электр энергиясының жүктеме шығыны t формула бойынша анықталады:

$$\Delta W = \Delta P_{cp} T, \quad (1.20)$$

мұндағы P_{cp} коэффициенті-желінің орташа жүктемелерінде белсенді қуаттың жоғалуы. Пайдалану жағдайында орташа жүктемелер негізге алынады

Осылайша, энергия шығынын анықтау үшін орташа жүктемелері бар желінің схемасын жасау керек, ағынның таралуын табу керек, ал оған сәйкес орташа қуат шығыны.

Формула (1.24), алайда, электр қуатын жоғалтудың негізгі компонентін бағалауға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, жеке жүктеме кестелерінің сипаты

тораптар әртүрлі болуы мүмкін, бұл әртүрлі режимдерде тізбектің тармақтары бойынша қуат ағындарында және сәйкесінше электр энергиясының жоғалуында көрінеді. Осы жағдайды ескеру үшін энергия шығыны формуласына жүктеме кестесінің формасының коэффициенті енгізіледі:

$$\Delta W = \Delta P T k^2. \quad (1.21)$$

Мысалы, sf форматындағы 10-110 кВ желісінің схемасы 1.05-1.15 беттерінде орналасқан.

Бұл әдісті кернеуі 110 кВ және одан жоғары тұйық желілердегі қуат шығынын бағалау үшін пайдалануға болады. Алайда, шығындарды азайтудың әртүрлі әдістерін қарастырған кезде шығындардың өзгеруін бағалау кезінде оны қолдану шектеулі.

Режимнің орташа квадраттық параметрлері әдісі.

Бұл әдіс нақты жүктемені t кезеңі ішінде уақыт бойынша өзгеретін желінің бір бөлігіне, T кезеңі ішінде өзгеріссіз қалатын және бірдей қуат жоғалуына әкелетін белгілі бір RMS жүктемесіне ауыстыратын қолмен әдісті қолданады. Жүктеме ретінде тоқты немесе толық қуатты пайдалануға болады.

Әрине, егер сіз желінің бөліктеріндегі жүктеме кестесін білсеңіз, сипаттамалық үлгілерді тікелей есептеу әдісін қолданған дұрыс. Алайда, егер сіз бұрын-соңды зерттеу жүргізіп, RMS режимінің параметрлері мен жүктемені жоспарлау параметрлері арасында байланыс орнатқан болсаңыз, болашақта

қуаттың жоғалуын есептеудің көп мөлшері айтарлықтай жеңілдетіледі. Осылайша, типтің эмпирикалық тәуелділігі анықталды:

Іс жүзінде 6-35 кВ ашық тарату желілеріндегі электр энергиясының жүктемесінің жоғалуын анықтау үшін орташа квадраттық параметр әдісін қолдануға болады. 110 кВ немесе одан жоғары кернеуі бар жабық желілерге қатысты оларды ұсыну қиын, өйткені олар TNB, cf және TNB арасында тығыз байланыс жоқ

Тор түйіндеріндегі жүктеме диаграммасы параметрлері.

Ең үлкен шығын уақыты әдісі.

Әдіс максималды шығын уақытын анықтауға негізделген θ , оның барысында максималды тұрақты жүктеме желі арқылы беріледі, қарастырылып отырған кезеңнің нақты жүктеме кестесіне сәйкес айнымалы жүктеме сияқты қуат шығынын алады T . бұл нақты желілік жүктеме моделін тұрақты максималды жүктемесі бар жасанды желілік жүктеме моделіне ауыстыру бізге келесілерді жазуға мүмкіндік береді (1.39) формуласын пайдаланып формула.

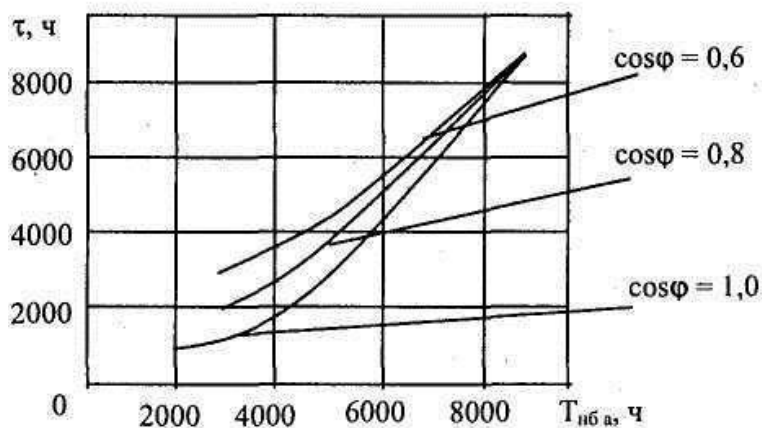
(1.42) және (1.43) формулаларынан максималды жоғалту уақыты $I=T$ немесе $S=T$ жүктеме графигінің сипатына байланысты болады. осылайша, максималды жоғалту уақыты мен жүктемені бөлудің әртүрлі сипаттамалық параметрлері арасында байланыс орнатуға болатыны анық, мысалы максималды жүктемені пайдалану уақыты, қуат коэффициенті, минималды жүктеменің максималды жүктемеге қатынасы осы байланысты орнату үшін арнайы зерттеулер жүргізу, тұтынушының ең типтік жұмыс режимдерін сипаттайтын әртүрлі жүктеме кестелерін белгілеу қажет. Осы зерттеулер негізінде әртүрлі эмпирикалық қатынастар ұсынылды.

Осылайша, максималды шығын уақыты мен максималды жүктемені пайдалану уақыты арасындағы қатынас формула бойынша белгіленеді

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нба}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \quad (1.22)$$

Бұл формуланың кемшілігі-ол белгілі бір қиындықтар мен болжамдарға байланысты максималды толық қуатты пайдалану уақытын қамтиды.

Күнделікті белсенді және реактивті қуат жоспарларын анықтау. Бұл тәуелділіктер, сондай-ақ тәуелділіктер ашық электр желілеріндегі энергия шығынын есептеу кезінде аз қателік береді.



1.4-сурет-ең үлкен шығын уақытының ең үлкен жүктемені пайдалану уақытына тәуелділігі

Тарату желілері мен 110 кВ және одан жоғары электрмен жабдықтау желілерін есептеу үшін келесі формуланы қолдану ұсынылады:

Мұндағы $t_{нба}$, 1.4-суреттегідей және (1.45) формула - ең көп белсенді қуатты пайдалану уақыты; p_H , P_H - қарастырылып отырған кезеңдегі ең үлкен және ең аз белсенді қуат.

Желіні жобалау кезінде $T_{нба}$, $P_{нб}$, $P_{нм}$ параметрлерін оңай анықтауға болады. Алайда, бұл формула $\cos \varphi$ уақытының өзгеруін, сондай-ақ ең үлкен шығын уақытының жүктеме кестесінің формасына тәуелділігін ескермейді. Белгіленген кемшіліктерге қарамастан, бұл әдіс қарапайымдылығына байланысты, әсіресе жобалық есептеулерде кеңінен қолданылады.

Ең үлкен шығындардың бөлек уақыт әдісі.

Әдетте, желінің бір бөлігі үшін қуат коэффициенті есеп айырысу кезеңінде тұрақты болып қалмайды, ал белсенді, реактивті және толық қуат максимумдары күн мен жыл бойына сәйкес келмеуі мүмкін. Осы факторларды ескеру үшін Сіз қуат шығынын белсенді және реактивті қуат беруден бөлек есептей аласыз. Бұл жағдайда (1.44) теңдеуді келесідей жазуға болады

Бұл өрнектер (1.45) формуласына $T_{ең}$, тек олар толық қуат емес, жүктеме диаграммасының сипатын көрсетеді, бірақ белсенді және реактивті қуатты бөліседі.

Егер белсенді, реактивті және толық қуаттың максимумдары уақыт бойынша сәйкес келсе, формула келесідей болады:

$$\tau = \tau_a \cos^2 \varphi_{нб} + \tau_p \sin^2 \varphi_{нб} \quad (1.23)$$

мұндағы $P_{нб,а}$, $P_{нб,р}$ – сәйкесінше белсенді және реактивті қуаттарды беруден ең үлкен жүктемелер режимінде Белсенді қуаттың жоғалуы.

Егер жүктеме ток түрінде берілсе, онда өрнек (1.53) келесідей болады:

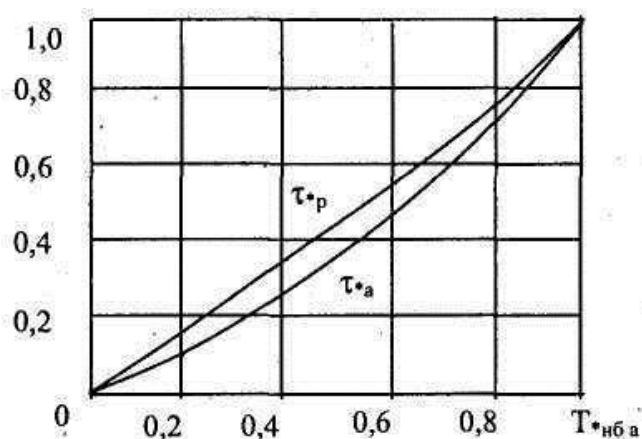
мұнда $T_{нба}$ - ең көп Белсенді жүктемені пайдалану уақыты,

бұл әртүрлі тұтынушылар мен олардың топтары үшін жеткілікті танымал. Коммуналдық-тұрмыстық және ауыл шаруашылығы тұтынушыларын қоректендіретін кернеуі 35 кВ және одан төмен электр желілері үшін $B = 0,75$ коэффициенті алынды, ал энергия жүйесінің негізгі желісіне тікелей іргелес 110 кВ желілері үшін $B = 0,5$ коэффициенті алынды. $B = 0,75$ кезінде (1.55) және (1.56) тәуелділіктердің сипаты 1.5-суретте көрсетілген.

Ашық электр желілеріндегі электр энергиясының жүктеме шығынын анықтау үшін ең үлкен шығындардың бөлек уақыты әдісі ұсынылады.

Эквивалентті қарсылық әдісі.

Кернеуі 6-20 кВ, сондай-ақ 35 кВ тарату желілері Энергетикалық Жүйенің негізгі тұйық желілерімен салыстырғанда элементтердің (желілер учаскелерінің, трансформаторлардың) көптігімен және ақпараттың толықтығы мен сенімділігінің төмендігімен сипатталады. Олар әдетте ашық режимде жұмыс істейді. Мұндай жағдайларда электр энергиясының жоғалуын бөлшектермен анықтау қиын және тең энергия шығынының желілік эквиваленттік критерийлеріне негізделген жеңілдетілген әдісті қолданған дұрыс. Әдістердің бірі эквивалентті қарсылық әдісінде жүзеге асырылады. Төменгі жол-бұл нақты тарату желісі (сурет.1.6, а) R E эквивалентті кедергісі бар бір жүктеме элементімен және максималды жүктеме режимінде ГУ басының жүктемесіне тең жүктемемен (ток, толық қуат) ауыстырылады (сурет.1.6, б), эквивалентті қарсылық қатарынан екі эквивалент түрінде де ұсынылуы мүмкін сызықтарындағы энергия шығынын көрсететін кедергілер.



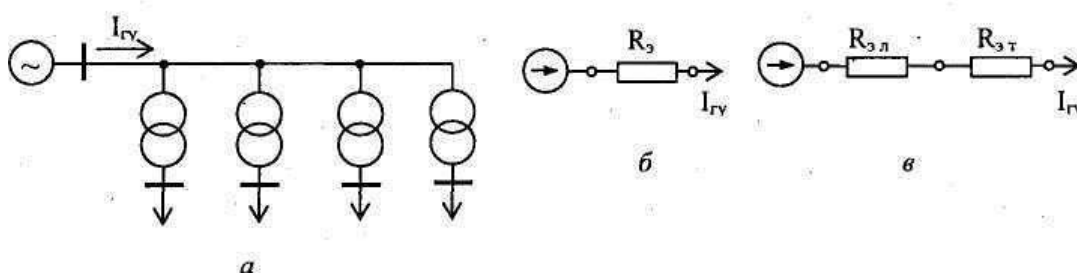
1.5-сурет-жүктеме графигінің параметрлері арасындағы тәуелділіктер

а - реальная схема; б - схема замещения с общим эквивалентным сопротивлением; в - с отдельными эквивалентными сопротивлениями для линий

Содан кейін шығындар желідегі электр энергиясын келесідей көрсетуге болады:

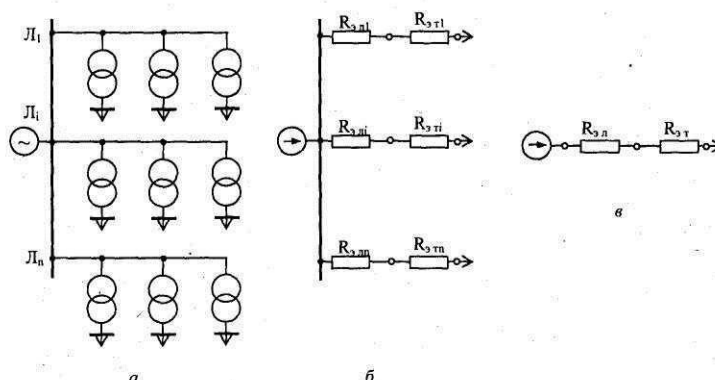
Берілген желі үшін токтың таралуын (ағынның таралуын) есептеп, (1.57) және (1.58) формулаларын қолдана отырып, эквивалентті қарсылықты тапқаннан кейін, максималды жүктеме режимінде бас жүктемесі өзгерген кезде қуат шығынын бірнеше рет есептеуге болады.

Жоғарыда айтылғандай, тарату желілері оларға қосылған тарату трансформаторларының жүктемелері туралы жеткіліксіз және дұрыс емес ақпаратпен сипатталады. Сондықтан, әдетте, бастың белгілі жүктемесі тарату трансформаторларының белгіленген қуатына пропорционалды түрде бөлінеді, яғни бұл трансформаторлардың жүктеме коэффициенттері бірдей деп есептеледі. Сонымен қатар, арнайы зерттеулер эквивалентті қарсылықты есептеу қателігі қолайлы екенін көрсетті.



1.6-сурет-трансформаторлардың тарату желісінің баламасы желінің әр бөлігі үшін бірдей деп саналады

Тарату желісінің эквивалентті кедергісін табудың сипатталған принципі тарату желілерінің жиынтығы үшін номиналды кернеуі бар бүкіл желілік аймаққа таралуы мүмкін. Ол үшін әр жолдың шиналары эквивалентті шиналарға біріктіріледі (сурет.1.7, а). Әрбір сызық пен оған қосылған трансформатор үшін баламалы R_{PI} және R_{PI} резисторларын табыңыз (сурет. 1.7, б). Содан кейін R_{el} және R_{et} сымдарының бүкіл жиынтығының баламалы кедергісін табыңыз (сурет. 1.7, в).



1.7-сурет-тарату желілері жиынтығының баламасы. а-бастапқы схема; б-сызықтардың баламалы кедергісі бар алмастыру схемасы; в-сызықтар жиынтығының баламалы салыстырулары бар алмастыру схемасы

Ықтималдық-статистикалық әдіс.

Әдістің ерекшелігі-бұл желідегі токтың таралуын есептеуді қамтымайды. Электр қуатының жоғалуы желінің жалпыланған статистикалық сипаттамалары негізінде есептеледі, мысалы, тарату желісіне электр қуатын беру, тарату желілерінің саны, желі ұзындығы, трансформатордың белгіленген қуаты және т. б. Бұл жағдайда қуат шығынының желінің жалпыланған статистикалық сипаттамаларына тәуелділігі алдын-ала орындалған электр есептеулерінің бірқатар нәтижелерін өңдеу негізінде анықталады, тарату желілерінің нәтижелерін статистикалық бейнелеу үшін тиісті регрессиялық тәуелділіктер алынады.

Мысалы, көптеген эквивалентті сызықтар үшін эквивалентті резисторлар әдісін қолдану үшін оларды әр нақты желідегі трафиктің таралуын есептеу негізінде емес, регрессиялық тәуелділіктер негізінде табуға болады. Мысалы, $80 \approx N \approx 100$ саны бар 6-10 кВ сызықтары үшін келесі қатынастарды қолдану ұсынылады:

$$\Delta W = 31,46 W_{ГУ}^{0,62} L^0 M^3, \text{ тыс.кВт}\cdot\text{ч}, \quad (1.26)$$

немене

$$\Delta W = 1,23 S_m^0 \Sigma + 0,1 L_m + 0,04 L_0 + 0,02 n_m + 3,68, \% \quad (1.27)$$

мұндағы S M шегі - тарату желісіне қосылған трансформаторлардың жиынтық белгіленген қуаты, МВ-А;

NM-қосылған трансформаторлар саны, дана.

Қорытындылай келе, ықтималдық-статистикалық әдіс көптеген электрлік есептеулерді орындамай-ақ желідегі жалпы шығындарды бағалауға мүмкіндік беретінін атап өтеміз. Сонымен қатар, бұл желідегі шығындардың жоғарылау орындарын анықтауға және сәйкесінше оларды азайту жолдарын жасауға мүмкіндік бермейді. Жоғарыда сипатталған барлық әдістер суретте көрсетілген. 1.8.



1.8-сурет-шығындарды есептеу әдістері

1.2 Шығындарды азайту жөніндегі іс-шаралар

Электр желілеріндегі электр энергиясының шығынын азайту жөніндегі іс-шаралардың стандартты тізімі белгілі және салалық Нұсқаулыққа енгізілген.

Есептеулерге сәйкес, электр энергиясының технологиялық шығындарын азайтудың негізгі әсеріне техникалық қайта жарақтандыру, қайта құру, электр желілерінің қуаты мен сенімділігін арттыру, олардың режимдерін теңестіру, яғни капиталды көп қажет ететін шараларды енгізу арқылы қол жеткізуге болады.

10 кВ және одан жоғары магистральдық электр желілерін қоспағанда, осы шаралардың негізгілері:

- Реактивті қуат ағынын оңтайландыру және желі тораптарында кернеудің жол берілмейтін немесе қауіпті деңгейін төмендету үшін реттеуші өтемақы құрылғыларын (басқарылатын шунттаушы реакторлар, реактивті қуаттың статикалық компенсаторлары) кеңінен енгізу;

- Жаңа электр беру желілерін салу, қолданыстағы желілердің өткізу қабілетін арттыру, белсенді электр энергиясын беру

"Құлыпталған" электр станциялары, тораптардың тапшылығын жою және көлік ағындарын транзиттік кеңейту;

- Дәстүрлі емес және жаңартылатын энергия көздерін (шағын су электр станциялары, жел электр станциялары, толқын электр станциялары, геотермалдық электр станциялары және т.б.) әзірлеу. Электр желісінің қашықтағы тапшы тораптарының төмен қуатын қамтамасыз ету үшін.

Жақын және алыс болашақта белсенді және реактивті электр желілерінің жұмыс режимдері оңтайландырылатыны, желідегі кернеуді реттеу, трансформатордың жүктемесін оңтайландыру, кернеу кезіндегі жұмыс өнімділігі және т.б. өзекті болып қала беретіні анық.

- 0,4-35 кВ тарату желілеріндегі технологиялық ысыраптарды азайту

жөніндегі басым шараларға мыналар жатады:

- тарату желісінің негізгі кернеуі ретінде 10 кВ пайдалану;
- кернеуі 35 кВ желілердің үлесін арттыру;
- қолданылу радиусын қысқарту және ұзындығы бойынша үш фазалы орындауда ВЛ 0,4 кВ салу;
- жүктеме кезінде автоматты кернеу реттегіштерін, күшейтетін трансформаторларды, жергілікті
 - электр энергиясының сапасын жақсарту және оның шығынын азайту үшін кернеу реттегіштері
 - жаңа буынның коммутациялық жабдықтарын пайдалана отырып, электр желілерін кешенді автоматтандыру және телемеханика, оңтайлы емес жөндеу-авариялық режимнің ұзақтығын қысқарту, аварияларды іздеу және жою мақсатында электр желілерінде зақымдалған учаскелерді қашықтықтан анықтау
 - жаңа ақпараттық технологияларды пайдалана отырып, телеметриялық ақпаратты өңдеуді автоматтандыру негізінде электр желілерін өлшеу сенімділігін арттыру.
 - осы іс-шараларды талдау электр энергиясының технологиялық шығындарын төмендетудің негізгі әсеріне техникалық қайта жарақтандыру, қайта құру, электр желілерінің қуаты мен сенімділігін арттыру, олардың модельдерінің тепе-теңдігі, яғни күрделі тығыздықтарды енгізу арқылы қол жеткізуге болатындығын көрсетеді. бұл шаралардың барлығын жүзеге асыру және тез жүзеге асыру өте қиын.

Осылайша, энергия шығынын азайтудың ең тиімді әдістерінің бірі конденсатор блоктарын пайдалану болып табылады.

1 Жұмыс міндетін қою

Жұмыста РП-38 фидерлерінің біріне компенсаторлық құрылғыларды орналастыру есебінен электр энергиясының шығынын азайтуды анықтау мақсаты көзделеді.

Ол үшін келесі әрекеттерді орындау керек:

1. Алматы қ., ГРЭС-2 желілеріне талдау жүргізу және жұмыс режимдерінің жай-күйін бағалау үшін РП-38 фидерін таңдау;
2. Осы учаскенің қолданыстағы және перспективалық жүктемелеріне талдау жасау;
3. Қолданыстағы және перспективалық жүктемелерді ескере отырып, фидерлердің бірінің, РП-38 жұмыс режимдерін есептеу:
 - жұмыс режимдерін есептеу әдісін таңдау; - есептеу үшін ауыстыру схемасын жасау;
 - есептеу үшін деректерді дайындау, кабель желілерінің параметрлерін және қуат трансформаторларының параметрлерін анықтау; - талдау алынған есептеу нәтижелері;
3. КУ қуатын, түрін, санын және оңтайлы орналастыру орындарын таңдаңыз;

4. НКБ орнату кезінде электр энергиясының шығынын есептеу;
5. Шығындарды есептеу нәтижелеріне талдау жасаңыз.

2 Алматы қ. РЭС-2 Тарату желілерінің жай-күйі мен талдауы

- 2.1 "РЭС-2" Тарату желілерінің ауданы
- РЭС-2 1962 жылы құрылды. Қалалық электр желілері ауданы
- № 2 (бұдан әрі-АЭЖ) "Алатау Жарық компаниясы" АҚ (АЖК)

Қалалық электр желілері департаментінің өндірістік құрылымдық бөлімшесі болып табылады. РЭС-2 Алмалы ауданында шамамен 18 мың шаршы метр және Бостандық ауданында, Гоголь көшесінен оңтүстікке қарай Жандосов көшесіне дейін, Алматыдан шығысқа қарай Фурманов көшесіне дейін, Розыбакиев көшесінен Райымбекке дейін 6 мың шаршы метр аумақты қамтиды. Негізгі бөлігін Алмалы ауданы және Алматы қаласының Бостандық ауданының бөлігі алып жатыр. Ол 77 846 тұтынушыға қызмет көрсетеді, оның 3 212-сі заңды тұлғалар, 74 634-і жеке тұлғалар.

- 01.01 жағдай бойынша негізгі жабдықтың және қолданыстағы РЭС-2 жабдығының техникалық жай-күйі. 2015. Ол мыналарды қамтиды:

- - 399 дана шағын станция (10-6-0, 4 кВ), оның ішінде 10% немесе 40шт. операциялық талаптарды қанағаттандырады, бірақ shtt159 сәйкес келмейді. Е 25 жылдан астам жұмыс істеген 200 адамның 40% - ы. Немесе 50%.

- Әуе желісі - 0,4 кВ, ұзындығы 85,86 км. оның ішінде 53,98 км.немесе 62,9% пайдалану талаптарын қанағаттандырады, 31,9 км немесе 37,1% пайдалану талаптарын қанағаттандырмайды.

- КЛ (10-6-0, 4 кВ), жалпы ұзындығы 831.691 км, оның ішінде 104,207 км немесе 13% пайдалану талаптарын қанағаттандырады, 727,484 км. немесе 87% операциялық талаптарға сәйкес келмейді.

ЖЭС-2 өз тұрғындарына басым бағыт ретінде сенімді қызметтер көрсететін болады. Жұмыс жылдарында жинақталған тәжірибені және әртүрлі ведомстволар мен ведомстволардың бірлескен күш-жігерін пайдалана отырып, ГРЭС-2 компаниясы әрқашан оның қызметін қоршаған ортамен және қоғаммен үйлесімді үйлестіруге ұмтылады.

3 Энергия шығынын бағалау үшін фидерді таңдау

Біз РР-38, № 14 фидерді таңдаймыз, есептеуді жасаймыз. РП - 38 бойынша барлық деректер РЭС-2-де алынды. РП38№34, 36, 27, 28 фидерлерден 6 кВ желілері бойынша қалдырып, № 1 АСТМ НСП-дан электр энергиясын алады. РП қуат схемасы-38 суретте көрсетілген.2.1.ТП-2155, ТП-2193, ТП-2011, ТП-2014, ТП-2328, ТП-2327 фидерден кетеді. РП-38 схемасы, № 14 қоректендіргіш суретте көрсетілген.2.2.

жүктеме әртүрлі, ТП біркелкі жүктелмейді, ТП трансформаторлары 4,8% - дан 58% - ға дейін жүктеледі.

РЭҚ-2-де алынған мәліметтерге сәйкес, біз қыста және жазда жыл бойына орташа жүктемені анықтаймыз.

2.1-кесте-қысқы және жазғы кезеңдегі 2020 жылға арналған №38 РП орташа жүктемелері бойынша деректер

№ ТП	S _{ном.тр} , кВА	Сезон	S , кВА	P , кВт	Q ,кВАр
2155	2x400	«зима»	480	408	252,9
		«лето»	336	286	177
2011	2x400	«зима»	470	399,5	247,6
		«лето»	329	279,7	173
2193	2x160; 400	«зима»	432	367,2	227,6
		«лето»	302,4	257	159,3
2014	320	«зима»	240	204	126,4
		«лето»	168	142,8	88,48
2328	400	«зима»	378	321,3	199,12
		«лето»	264,6	224,91	139,4
2327	250; 400	«зима»	300	255	158
		«лето»	210	178,5	110,6

Алматы мен облыста электр энергиясын тұтыну жыл сайын қаланы кеңейту, Электр аспаптары бар тұрғын үйлерді сатурациялау, шағын және орта бизнесті дамыту есебінен артып келеді. 2030 жылы есептелген орташа жүктемелер 2.2-кестеде келтірілген.

2.2-кесте-қыс және жаз кезеңдеріндегі 2030 жылға арналған №14 фидердің РП 38 перспективалық орташа жүктемелері

№ ТП	S _{ном.тр} , кВА	Сезон	S , кВА	P , кВт	Q ,кВАр
2155	2x400	«зима»	560	476	295,12
		«лето»	392	333	206,6
2011	2x400	«зима»	560	476	295,12
		«лето»	392	333	206,6
2193	2x160; 400	«зима»	518	440	273
		«лето»	362	308	191
2014	320	«зима»	224	190,4	118
		«лето»	157	133	82,6
2328	400	«зима»	280	238	147,5
		«лето»	199	167	103

2327	250; 400	«зима»	455	386,75	239,78
		«лето»	318	270,7	169

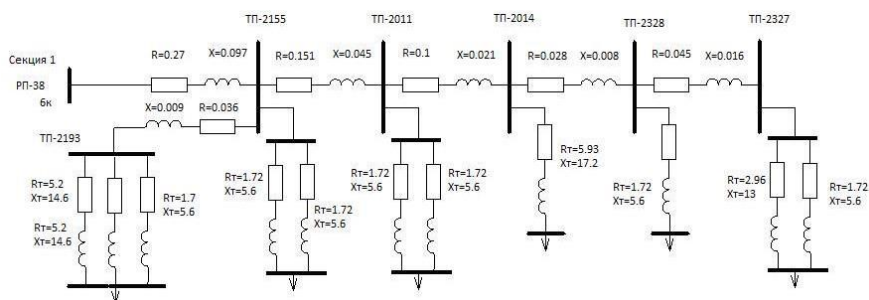
2 РП-38-ден қоректенетін электр желілері учаскесіндегі ысыраптарды анықтау, №14 фидер

2.1 есептеу үшін деректерді дайындау

Қуаттың жоғалуын анықтау үшін есептеулердің бірнеше түрі қолданылады: ретроспективті, жедел, перспективалық және есептеу. Есептеу үшін электр желілері мен жүйелерінің режимдерін есептеу, талдау және оңтайландыру мәселелерін шешуге арналған RastrWin бағдарламалық кешені қолданылады.

Есептеу процедурасын орындамас бұрын біз жоспардың бастапқы деректерін, электр желісіне жүктемені RastrWin үшін түсінікті түрде дайындаймыз.

РП-38-ге балама әзірлейік.



3.1-сурет - №38 тарату пунктін алмастыру сызбасыСызықтар мен трансформаторлардың параметрлерін есептеу.

Трансформаторлар мен кабельдік желілер үшін біз R re JX параметрлерін анықтаймыз

Кесте 3.1-линия кедергісі

			Длина		ЭП					
Начало	Конец		L, м			$r_0,$				
линии	линии	Марка провода				Ом/км	R, Ом	Ом/км	Ом	
РП –38	ТП-2155	АСБ-3*150	1315			0,206	0,27	0,074	0,097	

ТП-2155	ТП-2011	АСБ-3*120	587			0,258	0,151	0,076	0,045

		АСБ-3*95	42			0,326	0,014	0,076	0,003
		АСБ-3*70	72			0,443	0,032	0,08	0,006
ТП-2155	ТП-2193	АСБ-3*120	247			0,258	0,064	0,076	0,019
ТП-2011	ТП-2014	АСБ-3*95	317			0,326	0,103	0,076	0,024
ТП-2014	ТП-2328	АСБ-3*120	110			0,258	0,028	0,076	0,008
ТП-2328	ТП-2327	ААШВ-3*150	220			0,206	0,045	0,074	0,016

3.2-кесте-трансформаторлардың параметрлері

			Справочные данные				Расчетные параметры			
Тип	U _{нн}	U _{вн}	S _н	U _к	I _{хх}	ΔP _{хх}	ΔP _{кз}	R _т	X _т	
	кВ	кВ	кВА	%	%	кВт	кВт	Ом	Ом	
ТМ-400/10	0,4	6	400	4,5	2,1	0,95	5,5	1,72	17,2	
ТМ-320/10	0,4	6	320	5,5	7	1,9	6,02	5,93	17,2	
ТМ-250/10	0,4	6	250	6,5	2,3	0,74	3,7	2,96	13	
ТМ-160/10	0,4	6	160	4,5	2,4	0,51	2,65	5,2	14,0	

2.2 2020 жылға арналған жүктемелерді ескере отырып, РП-38 электр желілері учаскесіндегі шығындарды анықтау.

"Максималды режимнің" орташа жүктемесін есептеңіз. Алынған мәліметтер параметрлік жол бойынша есептеледі (3.3-кесте.) Растр жоспарына трансформаторлар кірді (кесте.3.4), сондай-ақ маусымға орташа жүктеме

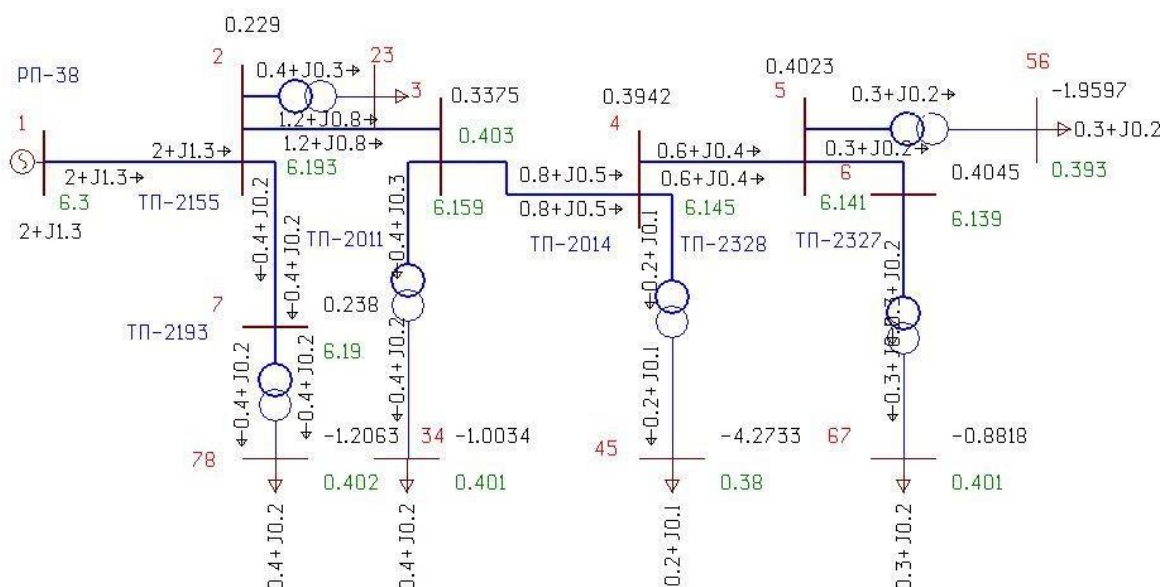
2019 жылғы "қыс". Есептеулер нәтижесінде алынған мәліметтер 3.2-3.5 суреттерде келтірілген.

Узлы																				
	OS	Тип	Номер	Название	U_ном	ск	район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1		База	1	РП-38	6.3					2	1.3	6.3	-10	10				6.3		
2		Нагр	2	ТП-2155	6							6						6.193	0.229	
3		Нагр	23		0.4			0.408	0.252			0.4						0.403	-1.13	
4		Нагр	3	ТП-2011	6							6						6.159	0.3375	
5		Нагр	34		0.4			0.399	0.248			0.4						0.401	-1.0034	
6		Нагр	4	ТП-2014	6							6						6.145	0.3942	
7		Нагр	45		0.4			0.204	0.126			0.4						0.38	-4.2733	
8		Нагр	5	ТП-2328	6							6						6.141	0.4023	
9		Нагр	56		0.4			0.321	0.18			0.4						0.393	-1.9597	
10		Нагр	6	ТП-2327	6							6						6.139	0.4045	
11		Нагр	67		0.4			0.255	0.158			0.4						0.401	-0.8818	
12		Нагр	7	ТП-2193	6							6						6.19	0.238	
13		Нагр	78		0.4			0.367	0.228			0.4						0.402	-1.2063	

3.1-сурет - "түйіндер" есептеу деректері мен нәтижелері

Ветви														
	OS	Тип	N_нач	N_кон	V_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1		ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-2	-1	
2		Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3		ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4		Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5		ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-1	
6		Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.067	-0	-0	
7		ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8		Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.067	-0	-0	
9		ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10		Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11		ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12		Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

3.3-сурет – шығындар



3.3 – сурет-бағдарламада есептеу нәтижесінде алынған "Графика"

Қолданыстағы орташа жүктемені ескере отырып, "максималды" режимді есептеу кезінде трансформаторлық қосалқы станциядағы кернеу ГОСТ 13109-97 белгіленген рұқсат етілген мәннен $\pm 5\%$ сәйкес келетінін көреміз

"әмбебап электр жүйелеріндегі электр энергиясының сапа стандарты". Кабельдік желілердегі шығындар 50,4 кВт, трансформаторларда-33,6 кВт (сурет. 3.4), жалпы жүктемеде - 84 кВт.

Белсенді қуаттың салыстырмалы жоғалуы РП-38 шинасы, № 14 қоректендіргіш (1954 кВт) шығаратын қуаттың 4,3% құрайды.

Алматы қаласы Табиғи монополияларды реттеу басқармасының деректері бойынша ЖЭК-2 салыстырмалы шығындарының деңгейі 16% - дан аспауы тиіс. Осылайша, қолданыстағы РП-38 желісіндегі қуаттың жоғалуы, фидерлер саны 14, рұқсат етілген шектерде деп қорытынды жасауға болады.

Орташа жүктемелер үшін "минималды режимді" есептеңіз. Есептеу "максималды режимді" есептеуге ұқсас. Сызықты, трансформатор параметрлерін енгізу (кесте. 3.3, 3.4) және "жаз" жүктемесінің деректері (кесте. 2.3) растрлық пакеттерге. Есептеу нәтижелері суретте көрсетілген. 3.6-3.9.

Rastr - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

ID	S	Тип	N_нач	N_кон	V_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1		ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-1	-1	
2		Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3		ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4		Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5		ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-0	
6		Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.067	-0	-0	
7		ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-0	-0	
8		Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.067	-0	-0	
9		ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10		Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11		ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12		Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

3.4-сурет-алынған "түйіндер"мәндері

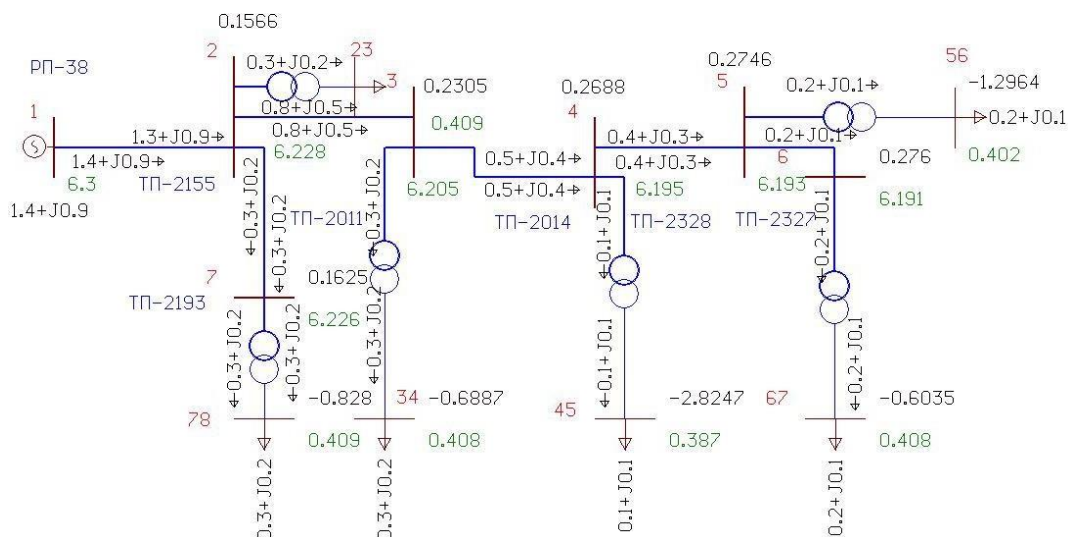
Ветви

ID	S	Тип	N_нач	N_кон	V_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1		ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-2	-1	
2		Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3		ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4		Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5		ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-1	
6		Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.067	-0	-0	
7		ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8		Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.067	-0	-0	
9		ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10		Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11		ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12		Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

3.5-сурет-алынған "филиалдар"мәндері

Районы+Потери										
№р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш	
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р		
1			0.0402	0.0229	0.0173					

Рисунок 3.6 – Потери



3.7-сурет-алынған нәтижелердің графикалық бейнесі

Есептеу нәтижелері бойынша желі тораптарындағы кернеу деңгейлері ГОСТ 13109-97 регламенттелген "жалпы мақсаттағы электрмен жабдықтау жүйелеріндегі электр энергиясының сапа нормалары" $\pm 5\%$ техникалық рұқсат етілген мәндерден аспайтынын көруге болады.

Трансформаторлардағы белсенді қуаттың шығыны - 17,3 кВт, желілердегі шығын-22,9 кВт, жалпы жүктеме шығыны– 40,2 кВт.

(3.1) формуласы бойынша салыстырмалы қуат шығынын табамыз:

$$\Delta P\% = 1370 \cdot 100\% = 2,1\%. \quad (3.1)$$

Қуаттың салыстырмалы шығыны РП–38 шиналарынан, №14 фидерден босатылған белсенді қуаттың 2,9 % -. құрайды. (1370 кВт).

Өйткені, gastr бағдарламалық кешенінде фидер үшін максималды және минималды режимдерде лездік шығындарды есептеу жүргізілді

РТ-28-мен қоректенетін №14, содан кейін біз осы учаскеде жылдық энергия шығынын анықтаймыз.

Электр энергиясының жылдық шығынын анықтайық. Қысқы күннің белсенді энергиясының тәуліктік шығыны:

$$\Delta_{\text{зим}} = \Delta_{\text{зим}} \cdot T \quad (3.2)$$

мұндағы қыс-жылдың қысқы кезеңіндегі лезде шығындар;Т-қарастырылып отырған кезеңнің ұзақтығы.

$$\Delta_{\text{зим}} = 84 \cdot 24 = 2016 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Жазғы күннің белсенді энергиясының тәуліктік шығыны:

$$\Delta_{\text{лет}} = \Delta_{\text{лет}}, (3.3)$$

мұндағы жыл-жылдың жазғы кезеңіндегі лезде шығындар.

$$\Delta_{\text{лет}} = 40,2 \cdot 24 = 964,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Электр энергиясының жылдық шығыны формула бойынша анықталады:

$$\Delta_{\Gamma} = T_{\text{лет}} \cdot T_{\text{лет}} + T_{\text{зим}} \cdot T_{\text{зим}}, (3.4)$$

T-жазғы күндер саны;

T_{зим}-қыс күндерінің саны.

$$\Delta_{\Gamma} = 2016 \cdot 213 + 964,8 \cdot 152 = 576,0 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

2.3 2028 жылға арналған перспективалық жүктемелер кезінде РП-38 электр желілері учаскесіндегі шығындарды анықтау

Рассчитаем режим бұл фидердің жұмысы 3.2 тармағындағыдай.

Фидердің максималды және минималды жұмыс режимдері.

"Максималды режимнің" орташа жүктемесін есептеңіз. Алынған мәліметтер параметрлік жол бойынша есептеледі (кесте. 3.3.) Растр жоспарына трансформаторлардың жүктемелері енгізілген (кесте. 3.4), сондай-ақ 2030 жылғы "қыс" маусымы. Есептеулер нәтижесінде алынған мәліметтер суретте келтірілген. 3.10-3.14.

Rastr - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1		База	1	РП-38	6.3					4.1	1.5	6.3	-10	10				6.3		
2		Нагр	2	ТП-2155	6							6						6.098	0.0017	
3		Нагр	23		0.4			0.53	0.329			0.4						0.393	-1.8377	
4		Нагр	3	ТП-2011	6							6						6.04	0.0389	
5		Нагр	34		0.4			0.519	0.322			0.4						0.389	-1.7967	
6		Нагр	4	ТП-2014	6							6						6.012	0.0613	
7		Нагр	45		0.4			0.265	0.1			0.4						0.374	-7.0684	
8		Нагр	5	ТП-2328	6							6						6.007	0.0686	
9		Нагр	56		0.4			0.418	0.23			0.4						0.382	-3.2243	
10		Нагр	6	ТП-2327	6							6						6.004	0.0752	
11		Нагр	67		0.4			0.332	0.206			0.4						0.389	-1.6926	
12		Нагр	7	ТП-2193	6							6						6.096	0.0165	
13		Нагр	78		0.4			0.478	0.296			0.4						0.392	-1.9492	

3.10-сурет-есептелген "түйіндер"мәні

Rastr - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	S	Тип	N_нач	N_кон	V_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1		ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-4	-2	
2		Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-1	-0	
3		ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-2	-1	
4		Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-1	-0	
5		ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-2	-0	
6		Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.0698	-0	-0	
7		ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8		Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.0677	-0	-0	
9		ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10		Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11		ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12		Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

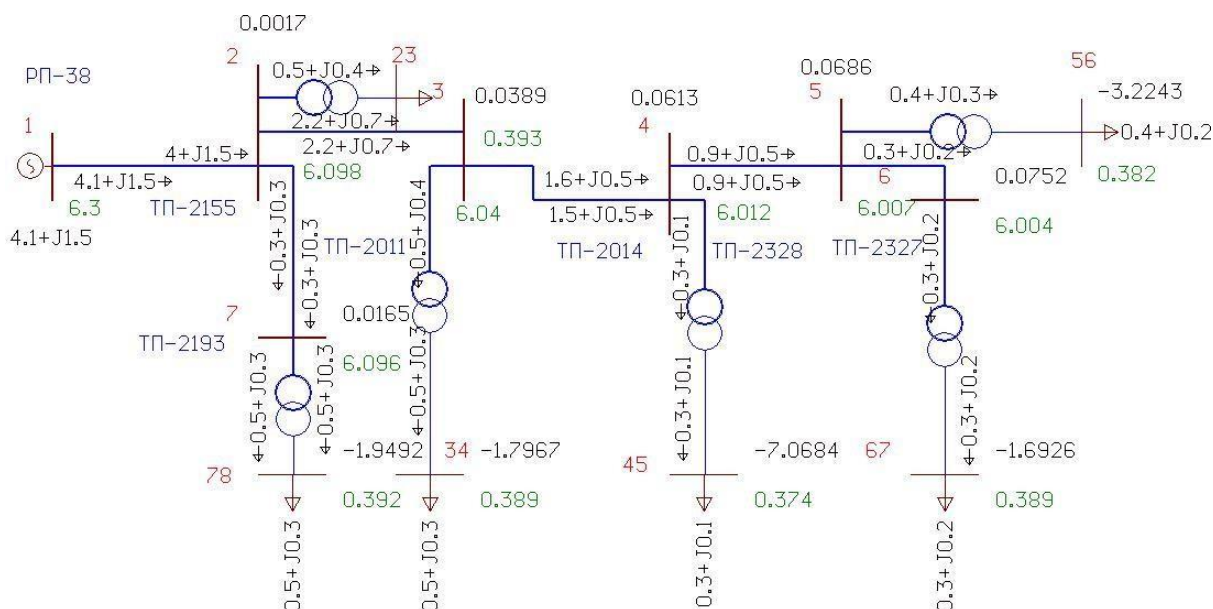
3.11-сурет - алынған нәтижелер"Ветви"

Rastr - [Напряжения]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Гра

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		45		0.4	0.374	-6.462

3.12-сурет-алынған "кернеу"мәндері



3.13-сурет-алынған "шығындар" мәндері

"Ең жоғары" режимді есептеу нәтижесінде ТП-2114 0,4 кВ шиналарындағы кернеу деңгейлері 0,374 кВ, яғни-ГОСТ 13109-97 "жалпы мақсаттағы электрмен жабдықтау жүйелеріндегі электр энергиясының сапа нормалары"регламенттелген $\pm 5\%$ рұқсат етілген мәндерінің 6,462% құрайтынын анықтады.

Трансформаторлардағы белсенді қуаттың шығыны - 67,1 кВт, желілердегі шығын-162,3 кВт, жалпы жүктеме шығыны– 229,5 кВт. (3.1)формуласы бойынша белсенді қуаттың салыстырмалы шығынын табамыз: $229,5 \Delta P\% = 2542 \cdot 100\% = 9 \%$. Белсенді қуаттың салыстырмалы шығыны РП–38 шиналарынан, №14 фидерден босатылған белсенді қуаттың 9% -. құрайды. (2542 кВт), бұл норма. Орташа жүктемелер кезінде "минималды режимді" есептеу. Есептеулердің нәтижелері 3.15 – 3.18 суреттерде келтірілген.

№	Тип	Номер	Название	U_ном	Q_н	P_н	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1	База	1	РП-38	6.3			1.8	1.2	6.3	-10	10			6.3		
2	Нагр	2	ТП-2155	6					6					6.203	0.2117	
3	Нагр	23		0.4		0.372	0.23		0.4					0.405	-1.0195	
4	Нагр	3	ТП-2011	6					6					6.172	0.3126	
5	Нагр	34		0.4		0.364	0.225		0.4					0.403	-0.9033	
6	Нагр	4	ТП-2014	6					6					6.159	0.3658	
7	Нагр	45		0.4		0.186	0.115		0.4					0.39	-3.8152	
8	Нагр	5	ТП-2328	6					6					6.156	0.3738	
9	Нагр	56		0.4		0.293	0.181		0.4					0.399	-1.7218	
10	Нагр	6	ТП-2327	6					6					6.154	0.3758	
11	Нагр	67		0.4		0.232	0.144		0.4					0.403	-0.7851	
12	Нагр	7	ТП-2193	6					6					6.201	0.2198	
13	Нагр	78		0.4		0.334	0.207		0.4					0.404	-1.0868	

3.14-сурет-есептеу нәтижесінде алынған "Графика"

Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчёты Открыть Таблица Графика Окна Help

№	S	Тип	N_нач	N_кон	N_групп	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1		ЛЭП	1	2		РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-2	-1	
2		Тр-р	2	23		ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3		ЛЭП	2	3		ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4		Тр-р	3	34		ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5		ЛЭП	3	4		ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-0	
6		Тр-р	4	45		ТП-2014 -	5.93	17.2		0.0698	-0	-0	
7		ЛЭП	4	5		ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8		Тр-р	5	56		ТП-2328 -	1.72	5.6		0.0677	-0	-0	
9		ЛЭП	5	6		ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10		Тр-р	6	67		ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11		ЛЭП	2	7		ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12		Тр-р	7	78		ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

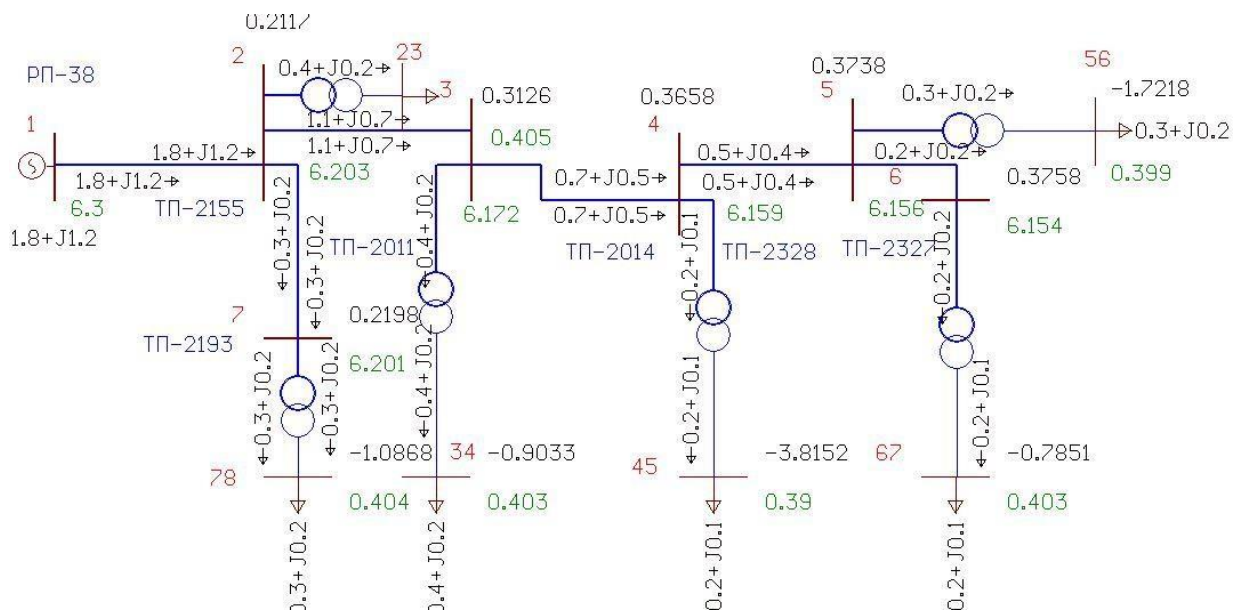
3.15-сурет-алынған "түйіндер" мәндері

Rastr- - [Районы+Потери]

Файлы Расчёты Открыть Таблица Графика Окна Help

№р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1			0.0717	0.0414	0.0304				

3.16-сурет-алынған "Ветви" мәндері



3.18-сурет-есептеу нәтижесінде алынған "Графика"

"Минималды" режимді есептеу нәтижесінде ТП шиналарындағы кернеу деңгейлері ГОСТ 13109-97 реттелген $\pm 5\%$ рұқсат етілген мәндерге сәйкес келетіндігі анықталды.

Трансформаторлардағы белсенді қуаттың шығыны 30,4 кВт, желілердегі шығын – 41,4 кВт, жүктеменің жалпы шығыны–71,7 кВт құрайды.

(3.1)формуласы бойынша белсенді қуаттың салыстырмалы шығынын табамыз: $71,7 \Delta P\% = 1781 \cdot 100\% = 4 \%$.

Белсенді қуаттың салыстырмалы шығыны РП–38 шиналарынан, №14 фидерден босатылған белсенді қуаттың 4% -. құрайды. (1781 кВт), бұл норма.

Электр энергиясының жылдық шығынын анықтайық.

(3.2)формуласына сәйкес қысқы күннің белсенді энергиясының тәуліктік шығыны:

$$\Delta_{\text{зим}} = 229,5 \cdot 24 = 5508 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Формула бойынша жазғы жұмыс күнінің белсенді энергиясының тәуліктік шығыны (3.3):

$$\Delta_{\text{лет}} = 71,7 \cdot 24 = 1720,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Электр энергиясының жылдық шығынын (3.4)формула бойынша анықтаймыз:

$$\Delta_{\text{г}} = 5508 \cdot 213 + 1720 \cdot 152 = 1434,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Қолданыстағы жүктемелер мен 2028 жылға арналған перспективалық жүктемелер кезіндегі шығындардың нәтижелерін талдау 3.5-кестеге келтірілген.

3.5-кесте-шығындарды есептеу нәтижелері

Годовые	Существующи е	Перспективны е	Разность потерь
потери	нагрузки 2015 г.	нагрузки 2028 г.	для двух режимов
$\Delta_{\text{г}}$, МВт · ч	576	1434,6	858,6

3.5-кестеден көріп отырғанымыздай, жүктемелердің перспективалық өсуі кезінде шығындар 858,6 МВт-қа артады. Сондықтан шығындарды азайту мақсатында электр желісінің осы учаскесінде КУ орнату қажет.

2 РП-38, №14 фидерге компенсаторлық құрылғыларды орнату кезіндегі ысыраптарды анықтау

Компенсаторлық құрылғылардың қуаты мен орнату орнын таңдау
2.2 конденсаторлық жабдықты есептеу және таңдау энергия жүйесінің таралуына сәйкес және сәйкес жүзеге асырылады "өтемақы жөніндегі нұсқаулық".

КУ қуатын тұтыну электр желісінен берілуі мүмкін Q_c , кВар максималды кіріс реактивті қуатын ескере отырып таңдалады. Әдетте, келесі шарттар орындалуы керек:

$$Q_P - Q_K \leq Q_{\Sigma}, \quad (4.1)$$

мұндағы Q_P -тұтынушы есептейтін (тұтынатын) реактивті қуат, Q_K -реактивті қуат, оны өтеу керек тұтынушы (яғни КУ қуаты)

.Электр жүйесі тұтынушыдан тұтынылатын реактивті қуат режимін оның q_P және P_P максималды жүктемелерін ескере отырып белгілейді . Бұл тоқтау энергия жүйесінің ең жоғары белсенді жүктемелері кезеңінде кәсіпорынға энергия жүйесі беретін $QE1$ – реактивті қуаттың және $QE2$ –энергия жүйесі желісінен берілетін немесе оның ең аз жүктемесі кезеңінде энергия жүйесі желісіне өндірілетін орташа реактивті қуаттың мәндері берілетіндігінде.

Компенсаторлық құрылғы қуатының оңтайлы мәнін анықтағаннан кейін оның тұтынушының электр желісіндегі орны шешіледі. Максималды әсерге ең көп тұтынылатын қабылдағышқа жақын компенсациялық құрылғыны орнату арқылы қол жеткізіледі реактивті қуат, өйткені бұл қуат пен қуаттың жоғалуын азайтады.

Реттелмейтін статикалық конденсатор блогының (нбск) қуаты реактивті қуат қисығын ескере отырып, жүктеме схемасы бойынша таңдалады. Конденсатор блогының сыйымдылығы жазғы жүктеме кестесімен, яғни реактивті қуаттың минималды тұтынуымен анықталады.

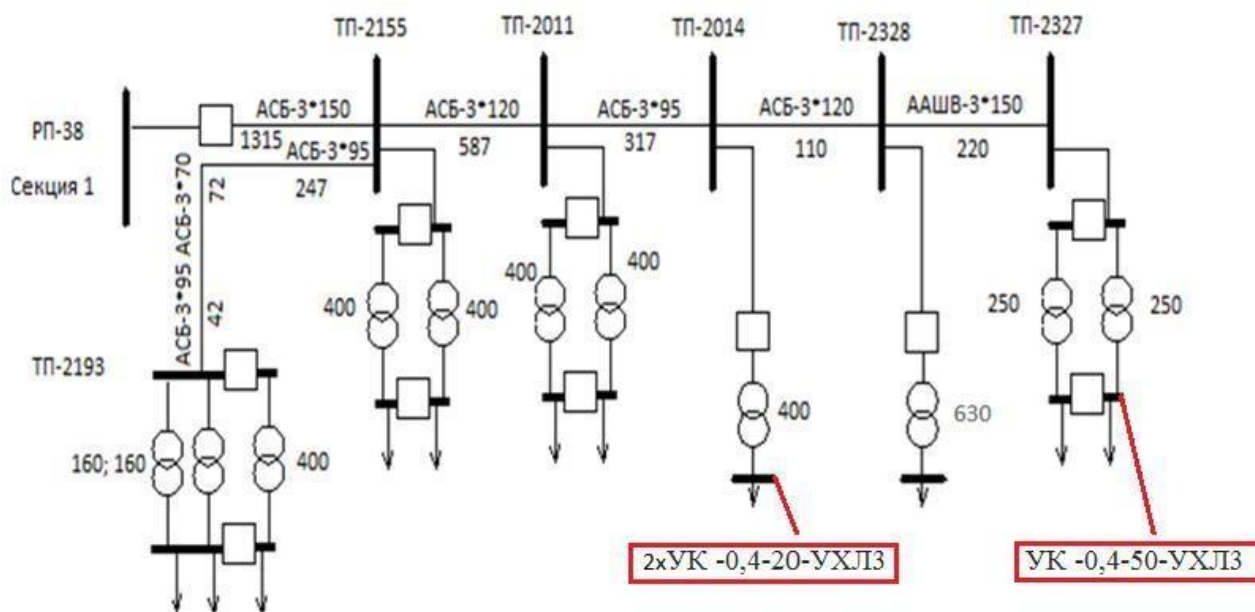
Статикалық конденсаторлардың реттелмейтін аккумуляторының (БСК) қуатын таңдау жүктеме кестесіне сүйене отырып, реактивті қуат қисығын ескере отырып жүргізіледі. Жазғы маусымға арналған жүктеме кестелеріне сәйкес, яғни реактивті қуаттың минималды шығыны конденсаторлық батареялардың қуатын анықтайды.

Конденсаторлық батареяларды тұтынушыға мүмкіндігінше жақын орнату керек, 0,4 кВ шиналарға КБ орнату 10 кВ шинаға қарағанда тиімдірек және шығындардың айтарлықтай төмендеуіне әкелетіні дәлелденді. Демек, біз екі ТП-ға орнату үшін ҰКБ таңдаймыз: ТП-2014 және ТП-2327 (4.1-сурет)

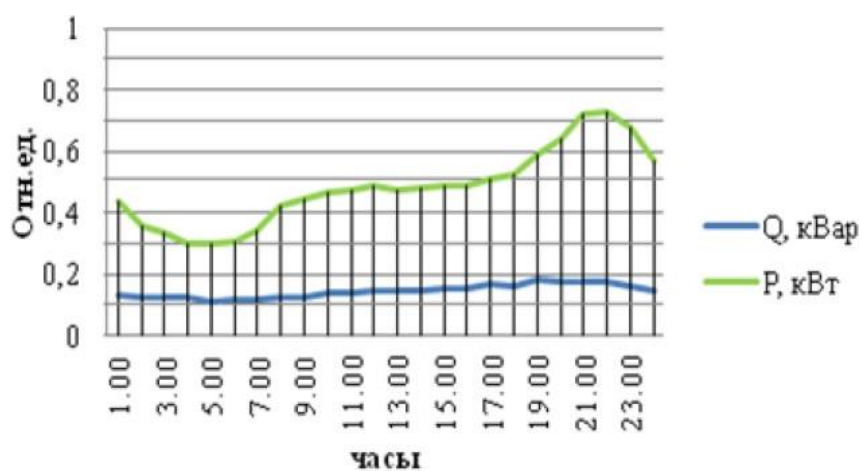
Жоғарыда айтылғандай, NSC қуатын таңдау үшін сізде электр жүктемесінің диаграммасы болуы керек. Осы фидердің екі ТП үшін жүктеме кестесін құрайық. ТП-ның тәуліктік өлшемін РЭҚ қамтамасыз ететіндіктен, біз жүктемені құру үшін стандартты диаграмманы, 4.1, 4.2-суреттерді қолданатын боламыз. Алынған стандартты схемалар кез-келген электрмен жабдықтау жүйесі үшін Килобайт қуатын таңдау кезінде коммуналдық жүктемелерді

қуаттандыру үшін әртүрлі электрмен жабдықтау жүйелерінде қолданыла алады.

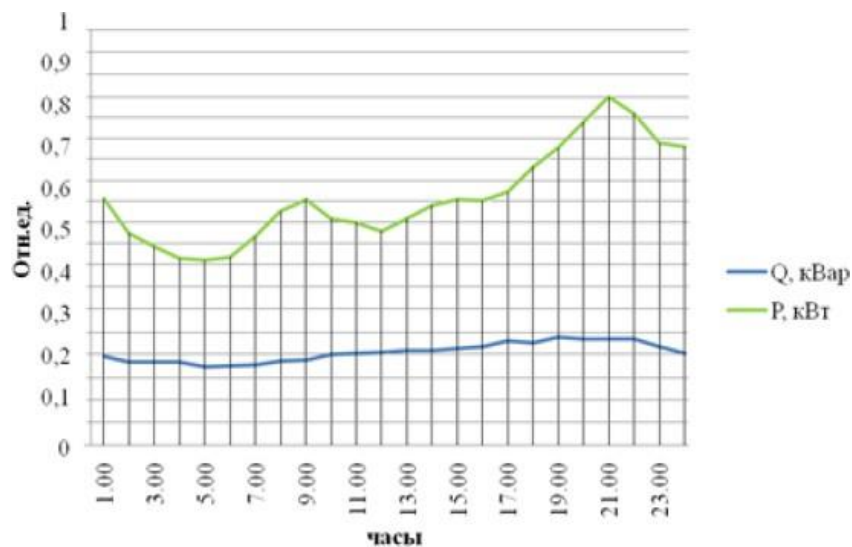
4.1-сурет- № 14 фидердегі НКБ орнату орны, РП-38 Типтік графиктердің негізінде қосалқы станция үшін жүктеме



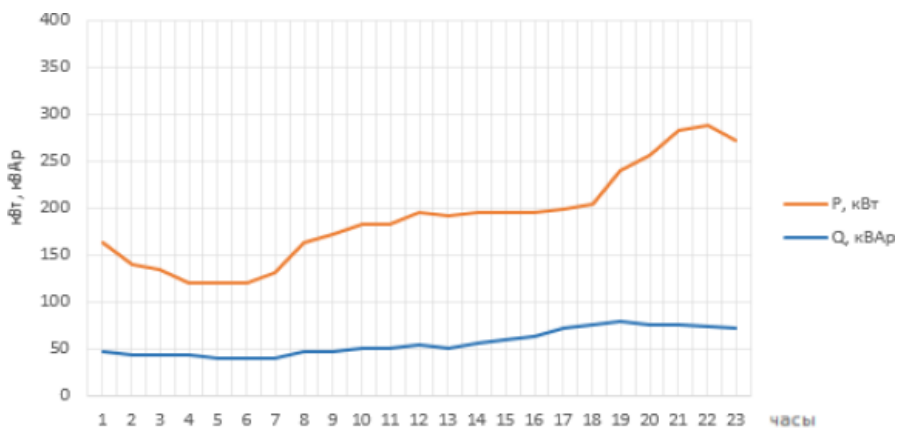
графиктерін саламыз. "Қыс" және "Жаз" үшін жүктеме графиктері 4.3 – 4.10 суреттерде көрсетілген.



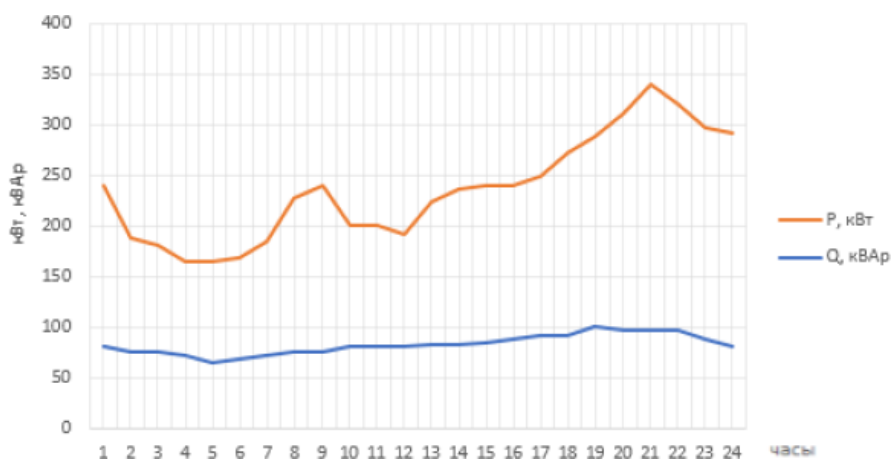
4.2-сурет-жүктемелердің типтік кестесі (жаз)



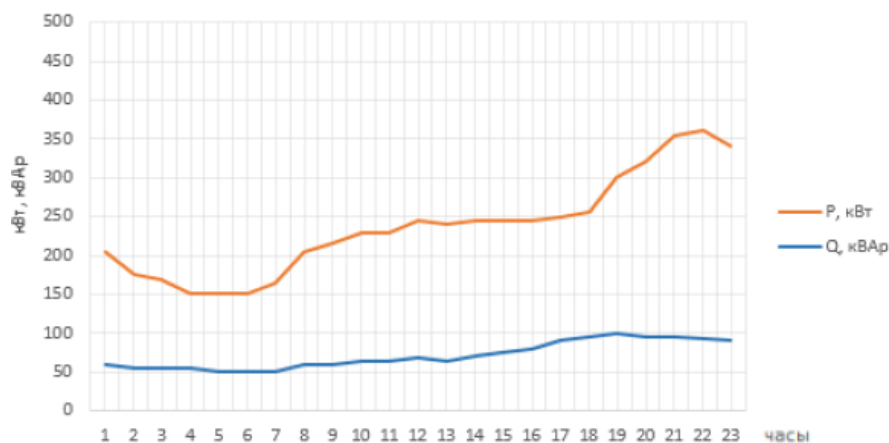
4.3-сурет-жүктемелердің типтік кестесі (кыс)



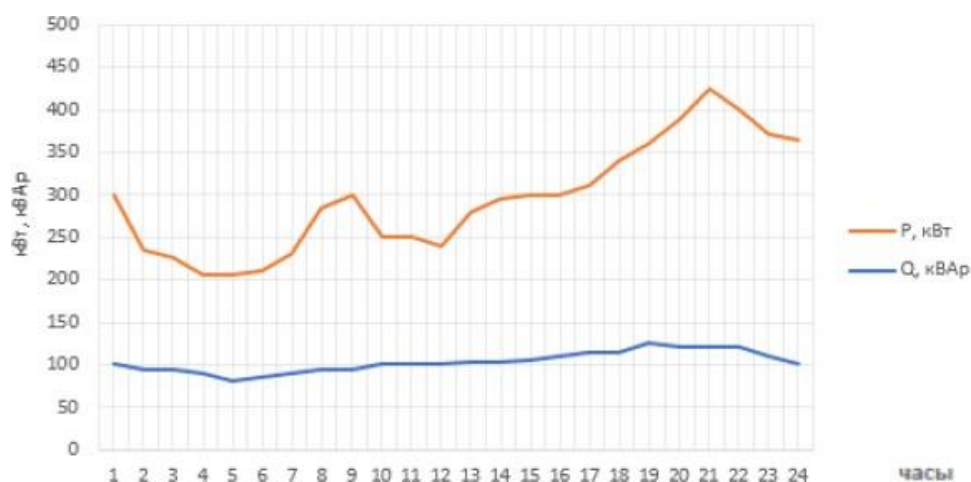
4.4-сурет-ТП-2014 жүктемелерінің тәуліктік кестесі (жаз)



4.5-сурет-ТП-2014 жүктемелерінің тәуліктік кестесі (кыс)



4.6-сурет-ТП-2327 жүктемелерінің тәуліктік кестесі (жаз)



4.7-сурет-ТП-2327 жүктемелерінің тәуліктік кестесі (қыс)

Реактивті қуат қисығын ескере отырып, біз конденсатор блогының қуатын жазғы жүктеме кестесі бойынша анықтаймыз (сурет.4.3 4.6), яғни реактивті қуатты ең аз тұтыну бойынша.

ТП-2014 үшін жазғы жүктеме кестесіне сәйкес (сурет.4.4), ең төменгі реактивті қуат - 42,3 кВар, сондықтан біз 20 квар екі батареяны таңдадық. Сол сияқты біз NSB TP-2327 таңдаймыз. Өйткені жылына реактивті қуатты минималды тұтыну (сурет.4.5) 49,5 Кварт құрайды, біз қуаты 50 кВт КУ таңдаймыз.4.1-кестеде таңдалған NSC тізімі берілген. Өскемен конденсатор зауытының номенклатурасы бойынша таңдау.

4.1-кесте - 0,4 кВ ТП шиналарына таңдалған ҰКБ

Тип исполнения установки	Мощность, кВар	Стоимость, тенге
УК -0,4-20-УХЛЗ	20	478000
УК -0,4-50-УХЛЗ	50	610000

1.2 РП-38 электр желісі учаскесінің, №14 С фидердің шығындарын есептеу

РП-38 электр желісінің учаскесінде электр энергиясының жоғалуын есептейміз, № 14 қоректендіргіш. Есептеулер RASTR пакетін қолдану арқылы жүзеге асырылады. ҰБК орнату орны мен қуатын таңдауды ескере отырып, "қыс" және "жаз" режимдеріндегі шығындарды есептеу нәтижелері суретте келтірілген. 4.7-4.9.

№	Тип	Номер	Название	U_ном	Q_акт	P_акт	Q_ре	P_ре	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	В_ш	V	Delta	абон
1	База	1	РП-38	6.3				4.1	1.5	6.3	-10	10				6.3		
2	Нерп	2	ТП-2155	6						6						6.098	0.0024	
3	Нерп	23		0.4	0.53	0.329				0.4						0.393	-1.8369	
4	Нерп	3	ТП-2011	6						6						6.04	0.042	
5	Нерп	34		0.4	0.52	0.322				0.4						0.389	-1.7978	
6	Нерп	4	ТП-2014	6						6						6.013	0.0665	
7	Нерп	45		0.4	0.265	0.124				0.4						0.368	-6.9262	
8	Нерп	5	ТП-2328	6						6						6.008	0.0741	
9	Нерп	56		0.4	0.418	0.259				0.4						0.38	-3.1505	
10	Нерп	6	ТП-2327	6						6						6.006	0.0802	
11	Нерп	67		0.4	0.232	0.155				0.4						0.393	-1.1217	
12	Нерп	7	ТП-2193	6						6						6.096	0.0172	
13	Нерп	78		0.4	0.477	0.296				0.4						0.392	-1.9431	

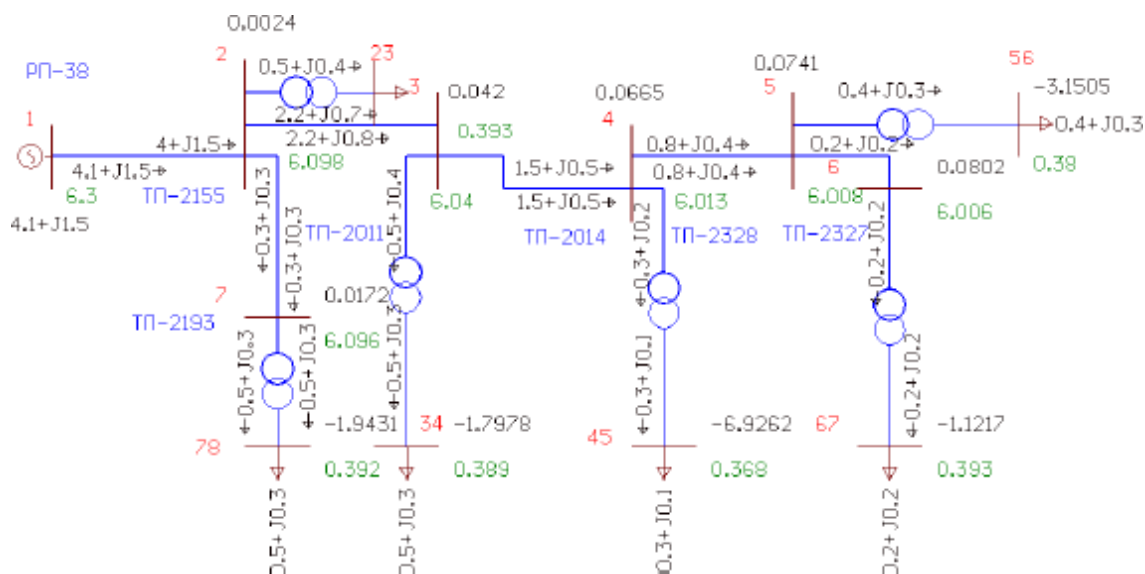
4.8-сурет-ТП-2014 және ТП-2327 КҚ орнатуды ескере отырып, "максималды режим" үшін "түйіндер" есептеу нәтижелері

№	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	Na
1		ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-4	-2	
2		Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-1	-0	
3		ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-2	-1	
4		Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-1	-0	
5		ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-2	-0	
6		Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.0698	0	-0	
7		ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8		Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.0577	0	-0	
9		ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10		Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11		ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12		Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

4.9-сурет-ТП-2014 және ТП-2327-де қу орнатуды ескере отырып, "максималды режим" үшін "филиалды" есептеу нәтижелері

Rastr- - [Районы+Потери]									
Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help									
№	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1			0.2247	0.1619	0.0628				

4.10-сурет-ТП-2014 және ТП-2327 КҚ орнатуды ескере отырып, "максималды режим" үшін шығындарды есептеу нәтижелері



4.11-сурет-ТП-2014 және ТП-2327 КҚ орнатуды ескере отырып, "максималды режим" үшін "графикті" есептеу нәтижелері

"Ең жоғары режимді" есептеу нәтижесінде қуаты 2x25 кВар ТП-2014 және қуаты 50 кВар ТП-2327 НКБ орнатуды ескере отырып, ТП-2014 шиналарындағы кернеу деңгейлері ТҰРАҚТАНДЫРЫЛҒАНЫН және ГОСТ 13109-97 регламенттелген $\pm 5\%$ рұқсат етілген мәндерге сәйкес келетінін анықтады.

Трансформаторлардағы белсенді қуаттың шығыны - 62,8 кВт, желілердегі шығын - 41,4 кВт, жалпы жүктеме шығыны - 224,7 кВт.

(3.1) формуласы бойынша белсенді қуаттың салыстырмалы шығынын табамыз:

$$224,7 \Delta P\% = 2542 \cdot 100\% = 8,8 \%$$

Белсенді қуаттың салыстырмалы шығыны РП-38 шиналарынан, №14 фидерден босатылған белсенді қуаттың 8,8% - құрайды. (2524 кВт), бұл норма болып табылады.

№	S	Тип	Номер	Название	U_ном	S	Район	P_n	Q_n	P_r	Q_r	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	акон
1		База	1	РП-38	6.3					1.8	1.1	6.3	-10	10				6.3		
2		Нагр	2	ТП-2155	6							6						6.205	0.1743	
3		Нагр	23		0.4			0.372	0.23			0.4						0.405	-1.0563	
4		Нагр	3	ТП-2011	6							6						6.175	0.2535	
5		Нагр	34		0.4			0.364	0.225			0.4						0.403	-0.9614	
6		Нагр	4	ТП-2014	6							6						6.162	0.2921	
7		Нагр	45		0.4			0.186	0.115			0.4						0.391	-3.8844	
8		Нагр	5	ТП-2328	6							6						6.159	0.2958	
9		Нагр	56		0.4			0.293	0.141			0.4						0.402	-1.8915	
10		Нагр	6	ТП-2327	6							6						6.157	0.2947	
11		Нагр	67		0.4			0.232	0.094			0.4						0.406	-0.9415	
12		Нагр	7	ТП-2193	6							6						6.202	0.1823	
13		Нагр	78		0.4			0.334	0.207			0.4						0.404	-1.1235	

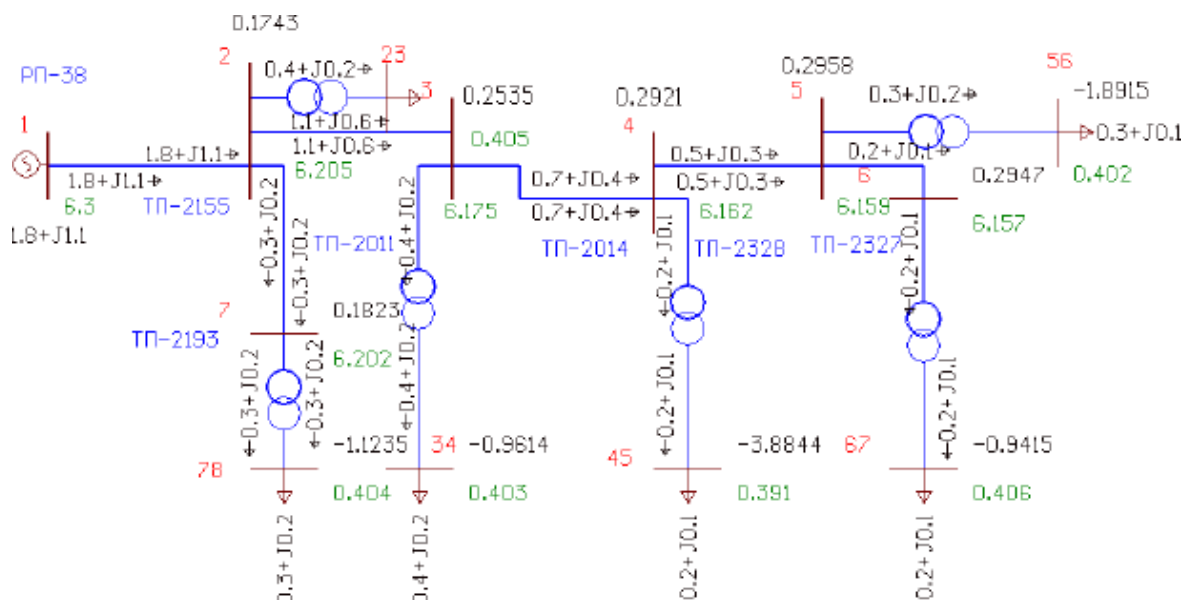
Сурет-4.12-ТП-2014 және ТП-2327 КҚ орнатуды ескере отырып, "минималды режим" үшін "түйіндер" есептеу нәтижелері

№	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
1	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1			0.0682	0.0389	0.0293				

4.13-сурет-ТП-2014 және ТП-2327 КҚ орнатуды ескере отырып, "ен төменгі режим" үшін шығындарды есептеу нәтижелері

№	S	Тип	N_нач	N_кон	N_r	дуг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	№
1		ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-2	-1	
2		Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3		ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4		Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5		ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-0	
6		Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.0698	-0	-0	
7		ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8		Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.0677	-0	-0	
9		ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10		Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11		ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12		Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

4.14-сурет-ТП-2014 және ТП-2327-де ку орнатуды ескере отырып, "максималды режим" үшін "филиалды" есептеу нәтижелері



4.15-сурет-ТП-2014 және ТП-2327 КҚ орнатуды ескере отырып, "минималды режим" үшін "графикті" есептеу нәтижелері

"Минималды" режимді есептеу нәтижесінде ТП шиналарындағы кернеу деңгейлері ГОСТ 13109-97 реттелген $\pm 5\%$ рұқсат етілген мәндерге сәйкес келетіндігі анықталды.

Трансформаторлардағы белсенді қуаттың шығыны 29,3 кВт, желілердегі шығын – 38,9 кВт, жүктеменің жалпы шығыны–68,2 кВт құрайды.

(3.1) формуласы бойынша белсенді қуаттың салыстырмалы шығынын табамыз:

$$68,2 \Delta P\% = 1781 \cdot 100\% = 3,8 \%$$

Белсенді қуаттың салыстырмалы шығыны РП–38 шиналарынан, №14 фидерден босатылған белсенді қуаттың 3,8% -і құрайды. (1781 кВт), бұл норма.

Электр энергиясының жылдық шығынын анықтайық. (3.2) формуласына сәйкес қысқы күннің белсенді энергиясының тәуліктік шығыны:

$$\Delta_{\text{зим}} = 224,7 \cdot 24 = 5376 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Жазғы жұмыс күнінің белсенді энергиясының тәуліктік шығыны:

$$\Delta_{\text{лет}} = 68,2 \cdot 24 = 1638 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Электр энергиясының жылдық шығынын (3.4) формула бойынша анықтаймыз:

$$\Delta_{\text{г}} = 5376 \cdot 213 + 1638 \cdot 152 = 1394 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

3 Алынған нәтижелерді талдау және өтелу мерзімін анықтау ҰКБ

Қолданыстағы жүктемелер мен 2030 жылға және екі ТП-ға орнатылған НКВ-дан келешектегі жүктемелер кезіндегі шығындардың алынған нәтижелерін талдау 5.1-кестеге келтірілген.

5.1-кесте-шығындарды есептеудің алынған нәтижелері

Режим	Относительные потери, %	Относительные потери, кВт	Годовые потери, МВт
Существующие нагрузка 2020г.			
Максимальный режим	4,3	84	576
Минимальный режим	2	40,2	
Перспективная нагрузка 2030г.			
Максимальный режим	9	229,5	1434,6
Минимальный режим	4	71,7	
С учетом НКВ			
Максимальный режим	8,8	224,7	1394
Минимальный режим	3,8	68,2	

5.1-кестеден көріп отырғанымыздай, жүктемелердің перспективалық өсуі кезінде шығындар қолданыстағы жүктемелермен салыстырғанда 858,6 МВт-қа (4,7%) артады. ҰКБ-ны екі ТП – ға орнатқан кезде: ТП-2014 және ТП-2327 шығындары 40,6 МВт-қа азаяды.

ҚОРЫТЫНДЫ

"АЖК АҚ-ның 10/6 кВ тарату желілеріндегі электр энергиясының шығынын азайту жөніндегі іс-шаралар" тақырыбындағы диссертацияда тарату электр желілеріндегі электр энергиясының шығынын есептеу әдістері қарастырылды және электр желілерінің нақты учаскесіндегі шығынды есептеу жүргізілді.

Есеп айырысу учаскесі ретінде Алматы қ.АЖК АҚ РЭС-2 теңгерімдік тиістілігіндегі РП-38А-дан тамақ алатын №14 фидер электр желісінің нақты учаскесі таңдалды.

Rastr бағдарламасының көмегімен 2020 жылғы қолданыстағы жүктемелермен электр энергиясының жоғалуын есептеу жүргізілді ("қыс" және "жаз") және 2030 жылғы жүктемелердің перспективалы өсуімен ("қыс" және "жаз").

Электр желілерінің осы учаскесінде шығындарды азайту шарасы ретінде реттелмейтін конденсаторлық батареяларды қолдану ұсынылды. NSB қуаты мен орнату орны таңдалды.

Есептеу нәтижесінде ТП-2014 және ТП-2327-де 0,4 кВ шиналарда ҰКБ орнату электр энергиясының шығынын 40, 6 МВт-қа төмендетуге мүмкіндік бергені анықталды.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Лыкин а. в. электр жүйелері мен желілері. - Логос, 2008. - 256 б.
2. Идельчик В. И. электр жүйелері мен желілері: жоғары оқу орындарына арналған оқулық.- М.: Энергоатомиздат, 1989;
3. С. С. рокотян "электр жүйелерін жобалау жөніндегі анықтамалық" - Энергоатомиздат, 1985.
4. Бурбыга М. С. төмен кернеу желілеріндегі шығындар. - М.: Экономика, 2013.
5. ГОСТ 13109-97. Жалпы мақсаттағы электрмен жабдықтау жүйелеріндегі электр энергиясының сапа нормалары.
6. <http://www.ukkz.com/>
7. Самсонов В. С., Вяткин м. а. энергетикалық кешен кәсіпорындарының экономикасы: жоғары оқу орындарына арналған оқулық. - 2-ші басылым. – М.: Жоғары Мектеп, 2003
8. Долин П. А. электр қондырғыларындағы қауіпсіздік техникасының негіздері

