



**Коммерциялық
емес акционерлік
қоғам**

**АЛМАТЫ
ЭНЕРГЕТИКА
ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС
УНИВЕРСИТЕТІ**

*Экономика,
өндірісті
ұйымдастыру және
басқару кафедрасы*

**ДИПЛОМДЫҚ ЖОБАЛАРДА ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМІН
ОРЫНДАУ**

5B071800 – Электр энергетикасы мамандығының студенттеріне арналған
әдістемелік нұсқаулықтар

Алматы 2015

ҚҰРАСТЫРУШЫЛАР: Жакупов А.А., Валиева Л.Ш. Дипломдық жобаларда экономикалық бөлімін орындау: 5В071800-Электр энергетикасы мамандығы студенттеріне арналған экономика бөлімін орындауға әдістемелік нұсқаулықтар.– Алматы: АЭЖБУ, 2015. – 34 б.

Әдістемелік нұсқау «Электр энергетикасы» факультетінің барлық мамандықтары үшін бакалаврлардың бітіру жұмыстарының экономикалық бөлімін орындауға арналған. Бітіру жұмысының техникалық шешімдерінің экономикалық негіздемесіне қажетті әдістемелік қағидалар мен есептеулерден тұрады. Есептеулерге қажетті анықтамалық мәліметтер келтірілген.

Кесте 19, библиография - 7 атауы.

Пікір беруші: техн. ғыл. канд., доцент Ө. М. Матаев

«Алматы энергетика және байланыс университеті» коммерциялық емес акционерлік қоғамының 2015 жылғы жоспары бойынша басылады.

© «Алматы энергетика және байланыс университеті» КЕАҚ, 2015 ж.

Мазмұны

Кіріспе.....	3
1 Жобаның техникалық-экономикалық негіздемесінің негізгі ережелері.....	3
2 ТЭН негізгі бөлімдері	4
2.1 ТЭН негізгі экономикалық көрсеткіштерін есептеу.....	4
2.2 Энергожабдықты ауыстыру және жаңғырту.....	6
2.3 Жобаның экономикалық тиімділігін есептеудің әдістері.....	10
3 Жобаның тиімділігін есептеу.....	15
4 Ғылыми-зерттеу сипаттағы элементтері бар тақырыптар негіздемесі.....	17
А қосымшасы Экономикалық тиімділікті бағалаудың әртүрлі әдістерін қолдану мысалдары.....	19
Б қосымшасы ЭС және ЭЖК қолданыстағы тарифтері.....	23
В қосымшасы Жылу электр стансаларының өнеркәсіптік-өндірістік қызметкерлерінің штаттық коэффициенттері.....	24
Г қосымшасы Электр энергетиканың ұлғайтылған құндық көрсеткіштері...	25
Әдебиеттер тізімі.....	32

Кіріспе

Энергетика кәсіпорыны техникалық мәселелерді шешу кезінде қашан да шығындар мен жоба өндірісінің нәтижелері арасында үйлесімді арақатынасқа ие болуы және күрделі қаржы жұмсаудың жаңа формаларын қарастыруы тиіс.

Бакалаврдың бітіру жұмысының экономикалық бөлімі техникалық тарауларда экономикалық есептеулер көмегімен көрсетілген жобалық әзірлемелерге негізделетін міндетті бөлім болып табылады.

Экономикалық бөлімнің мәтіні АЭЖБУ жұмыстарын дайындау талаптары мен стандартына негізделіп жасалуы тиіс және бітіруші жұмысының негізгі бөліміне сәйкес келуі керек.

Бітіруші жұмысында жалпы көлемі 10 беттен аспайтын жобаның қарапайым техникалық-экономикалық негіздемесі жасалады.

1 Жобаның техникалық-экономикалық негіздемесінің негізгі ережелері

Әдетте, барлық бітіруші жұмыстар саланың әртүрлі техникалық шешімдерін жүзеге асырумен байланысты болады. Экономикалық көзқарас тұрғысынан олардың негіздемесін төмендегідей қарастыру керек:

1) Техникалық қайта қаруландыру – өндірістің жеке салаларындағы техникалық деңгейді қазіргі заманғы деңгейге көтеру процесі.

2) Жаңғырту – қолданыстағы жабдықтың құрылымына оның техникалық деңгейін арттыратын, техникалық және экономикалық сипаттамаларын жақсартатын маңызды өзгерістерді енгізу.

3) Қайта құру (реконструкция) – техникалық және ұйымдастырушылық қайта жетілдіру, кешенді жаңарту және негізгі қорларды жаңғырту негізінде қолданыстағы өндірісті түпкілікті қайта құру процесі.

4) Энергия үнемдеу бойынша іс-шараларды енгізу.

5) Жаңа құрылыс.

Ғылыми-зерттеу жұмыстарының элементтерін әзірлеуге қатысты бітіруші жұмыстары бұл ережелерді жоққа шығарады (әдістеме төртінші бөлімде келтірілген).

Техникалық шешімдер тиімділік негіздемесі техникалық-экономикалық негіздемені (ТЭН) немесе бизнес-жоспарды жасаумен жүзеге асырылады.

Техникалық-экономикалық негіздеме (ТЭН) – экономикалық тиімділікті зерттеу, жасалынатын инвестициялық жобаның экономикалық көрсеткіштерін талдау және есептеу. Жоба мақсаты жаңа техникалық нысанды (объект) жасау немесе қолданыстағы нысанды қайта құру болуы мүмкін.

ТЭН жасау кезінде басты тапсырма инвестициялық жобаға кететін шығындарды және оның нәтижелерін бағалау, жобаның өтелу мерзімін талдау болып табылады.

Алайда, кейде ТЭН-ге технология мен жабдық және оларды таңдау себептерін талдау туралы толық деректер қосымша келтіріліп өтетін жағдайлар да туындайды.

Энергетикада техникалық-экономикалық негіздеме энергетикалық нысанның инвестициялық жобасының техникалық және қаржылық (экономикалық) құрауыштары көрсетілген құжат болып табылады.

Қазақстан Республикасынды және басқа да мемлекеттерде техникалық-экономикалық негіздеме термині ресми түрде қабылданған термин, ал оның құрамы инвестициялар негіздемесінің құрамына жақын болады.

2 ТЭН негізгі бөлімдері

ТЭН жасау кезінде келесі тақырыптық бөлімдер тізбегі рұқсат етіледі:

1) Ұсынылатын жоба мазмұнының қысқаша сипаттамасы (жобаның технологиялық және инженерлік аспектілері, жобада пайдаланылатын қажетті ресурстар, жеткізушілер).

2) Нарыққа шағын шолу (өткізу нарығы, өндіріс қуаты және өндірістік бағдарлама, сұраныс және нарық, сату болжамы, кәсіпорын қуатын (ең жоғарғы жүктеме) анықтау, электр энергиясы тарифтері және т.б.).

3) Объектінің аумақтық орналасқан жері (қажет болған жағдайда жер телімін немесе бөлмені жалға алу құнын қоса есепке ала отырып, орналасатын жерді алдын ала таңдау және т.б.).

4) Еңбек ресурстары (қызметкерлерді санаттары бойынша бөлудегі болжалды ресурстық қажеттіліктер: ИТҚ, қызметшілер, негізгі мамандар (жергілікті/шетел), болжалды қызметақы және жалақы және т.б.).

5) Жоспарланатын жобаның экономикалық және қаржылық жағдайын жалпы бағалау.

б) Қорытындылар.

Кез келген ТЭН жазу кезінде кейбір тармақтарды қосуға немесе алып тастауға болады. Алайда, бұл ретте бөлімдердің мазмұндамасы логикалық түрде ойластырылған әрі сауатты болуы тиіс.

2.1 ТЭН негізгі экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Капиталдық салымдарды анықтау.

Жобалау және құрылыстың капиталдық салымдары бірнеше жасаушыларды құрайды: жабдықты құны, монтаждау/құрастыру жұмыстары және көлік қызметтері. Сонымен бірге, ғимараттар құрылысына кететін шығындар да ескеріледі.

Капиталдық салымдардың жалпы сомасы ($K_{\text{жалпы}}$) келесі формула бойынша есептелінеді:

$$K_{\text{жалпы}} = K_{\text{қ.ж}} + K_{\text{ж.с}} + K_{\text{м}} + K_{\text{б.с}}, \text{ мың. теңге,} \quad (1)$$

мұндағы $K_{ж.с}$ – жабдықты сатып алуға жұмсалатын капиталдық салымдар;

$K_{қ.ж}$ – құрылыс жұмыстарының капиталдық салымдары;

$K_{м}$ – монтаждық және іске қосу-жөндеу жұмыстарының капиталдық салымдары;

$K_{б.с}$ – басқа капиталдық салымдар (ең алдымен, тасымалдауға кеткен шығындарды құрайды).

1-ші кестеде күрделі салымдар жасаушыларының пайыздық арақатынасы келтірілген.

1 кесте – ӘЖ және ПС (%) бойынша құрылыс және монтаждау жұмыстарын, жабдық және басқа шығындарды құраушы құндар

Объект	Кернеу, кВ	Құрылыс жұмыстары	Монтаж және жөндеу	Жабдық	Басқа шығындар
Қосалқы стансалар					
Ашық түрі	35	29	10	55	6
	110-150	30	11	53	6
	220	28	11	56	5
	330	28	11	57	4
	500	27	11	57	5
	750	27	10	55	8
	1150	28	10	52	10
Жабық түрі	110-220	35	7	53	5
КТПБ	35-220	14	7	73	6
Әуе электр беру желісі					
Болат тіректерде	35	87	-	5	8
	110-150	88	-	5	7
	220	89	-	5	6
	330	84	-	10	6
	500	82	-	13	5
	750	84	-	11	5
	1150	70	-	18	12
Темірбетон тіректерде	35	86	-	5	9
	110	85	-	7	8
	220	87	-	7	6
	330	83	-	11	6
	500	80	-	15	5
Ағаш тіректерде	35	84	-	8	8
	110	81	-	11	8
	220	82	-	11	7
Кабель желілері	35	6	76	15	3
	110-220	20	62	15	3

Тиімділікті талдаудағы сыни (критикалық) параметр әдісі.

Жобалаудың бастапқы кезеңдерінде жаңа қондырғының құны туралы сенімді мәліметтер болмайды. Сөйтіп, баламалы нұсқалар бастапқы ақпараттың растылығының әртүрлі дәрежелеріне ие болады. Бұл жағдайда сыни (критикалық) параметр әдісі қолданылады.

Сыни (критикалық) параметр ретінде жаңа техника мен орнын басатын дәстүрлі техника бірдей үнемді болатын жаңа техниканың шекті ықтимал меншікті капиталдық салымдары қолданылуы мүмкін.

Бұл жағдайға келесі шарт жауап береді:

$$S_H = S_a. \quad (2)$$

Егер критерий/белгі ретінде жылдық орташа шығындар пайдаланылса, онда шекті капиталдық салымдар үшін өрнекті келесі түрде жазуға болады:

$$K_H^{пр} = \frac{(S_a - S_T^H) h_y^H (1 - k_{CH}^H)}{\frac{1}{T_C} + \frac{r}{2} + a_H^H}, \quad (3)$$

мұндағы «H» индексі жаңа техникаға қатысты, «a» индексі альтернативті.

2.2 Энергожабдықты ауыстыру және жаңғырту

Қолданыстағы энергокәсіпорындардағы жабдықты ауыстырудың (жаңа техниканы енгізу) техникалық-экономикалық негіздемесінің әдістемелік ерекшеліктері келесідей түрге ие болады:

- баламалы нұсқа ретінде моральдық ескірген жабдықты жаңғырту қарастырылады;
- экономикалық тиімділікті есептеу кезінде негіз (база) ретінде қолданыстағы (ескі) жабдықтың көрсеткіштері алынады;
- ауыстыру нұсқасы бойынша жаңа жабдыққа күрделі қаржы жұмсауды есептеу кезінде ауыстырылатын агрегаттың (оның тарату құнын шегеріп тастағандағы) жете амортизацияланбаған құнын ескерген жөн.

Өндірістік жыл сайынғы пайдалану шығындарын анықтау.

Энергокәсіпорынның жылдық пайдалану шығындарын ($I_{жалпы}$) немесе нақты өндірістік өзіндік құнын есептеу:

$$I_{жалпы} = I_a + I_{e.a} + I_{б.э.с} + I_M + I_\theta + I_K, \quad (4)$$

мұндағы I_a – амортизациялық аударымдар (сала үшін амортизациялық аударымдар нормасы – 5-10%);

$I_{e.a}$ – жалпы еңбекақы төлеу қоры;

$I_{б.э.с}$ – $I_{з.п}$ және зейнетақы жарнасын жинақтаушы зейнетақы қорына аудару арасындағы айырмасының 11% құрайтын бірыңғай әлеуметтік салық;

$$I_{з.ж.ж} = (I_{e.a} - I_{п.ф}) \cdot 0,11; \quad (5)$$

мұндағы I_m – материалдық шығындар және қосалқы бөлшектер (мәліметтер жоқ болған жағдайда капиталдық салымдардан 0,5%);

I_o – өндірістік қажеттіліктер үшін электр энергиясы және/немесе электр энергиясы шығындарының құны;

I_k – қосымша шығындар (немесе жанама шығындар – басқару, шаруашылық, кадрларды оқытуға кеткен шығындар, көлік шығындары). Әдетте, бұл барлық шығындар сомасынан 12÷15 % құрайды.

Меншікті орташа жылдық шығындар әдісі.

Өртүрлі типтегі стансалардың нұсқаларын салыстыру тәжірибесінде орташа жылдық шығындар әдісін қолданады. Бұл әдістің мазмұны бойынша, орташа жылдық шығындардың (қосымшада мысал түрінде келтірілген) алынған мәндері бойынша екі салыстырылған нұсқаның ішінде артықшылық ең төмен мәндері бар нұсқаға беріледі. Соңғы түпкілікті шешімді қабылдау кезінде критикалық параметр әдісі негізінде нұсқалардың тиімділігін қосымша санап шыққан жөн.

Есептік формула келесі түрде болады:

$$S_i = \frac{K_0 + r \cdot \frac{K_0}{2} \cdot T_c}{N_y \cdot h_y (1 - k_{CH}) \cdot T_c} + \frac{I_{ЭК}}{N_y \cdot h_y (1 - k_{CH})}, \text{ теңге/кВт} \cdot \text{сағ} \quad (6)$$

немесе

$$S_i = \frac{K_m \left(\frac{1}{T_n} + \frac{r}{2} + a_T \right)}{N_o \cdot h_o (1 - k_{MK})} + S_{Ж}, \quad (7)$$

мұндағы S_i - i -ші нұсқа бойынша меншікті жылдық орташа шығындар;

K_m – меншікті күрделі салымдар, теңге/кВт;

r – капиталға пайыздық мөлшерлеме, дисконттық мөлшерлеме (q). Негізгі капиталдың қалдық құнына белгіленеді және K_0 -ден 0-ге дейін кемиді, сондықтан оның орташа жылдық шамасы формулада көрсетілгендей $K_0/2$ -ге тең болады;

T_n – нормативті қызмет көрсету мерзімі, жыл;

a_T – тұрақты шығындар, қондырғы капиталдық салымдарынан % (амортизациясыз);

N_o – орнатылған қуаты, кВт;

h_o – орнатылған қуатты пайдалану режимі, сағ/жылына;

$K_{МК}$ – меншікті қажеттіліктер үшін электр энергиясын тұтыну коэффициенті, %;

$S_{ж}$ – жіберілген электр энергияның өзіндік құнының жанармай жасаушысы, теңге/(кВт · сағ);

$I_{эк}$ – амортизациялық жасаушысыз жылдық орташа мөлшердегі пайдалану шығындары;

T_m – моральдық тозу мерзімі.

Дисконтталған интегралды шығындар әдісі.

Техникалық-экономикалық негіздеменің бұл әдісі келесі кезеңдерден тұрады:

- салыстыру базасын таңдау;
- бағалаудың көрсеткіштерін (критерий/белгілерін) таңдау;
- есеп айырысу кезеңін анықтау;
- жаңа техниканың сипаттамаларын белгілеу.

Сонымен бірге, салыстырылатын нұсқалар өндіріс режимі (ең жоғарғы/базистік) бойынша салыстырылуы және аймақтың энергия және жылу энергиясын (қуатына) белгіленген қажеттіліктерін қамтамасыз етуі тиіс. Тиімділікті есептеу кезінде интегралды (дисконтты) көрсеткіштерін қолданамыз.

Инвестициялық жобалардың тиімділігін бағалау кезінде ақшалай қаражаттың әртүрлі уақыттағы жылыстаулары мен түсімдерін өлшеу есеп айырысу кезеңінің нақты жылына келтірумен (дисконттаумен) жүзеге асырылады. Дисконттау есеп айырысу жылының кез келген жылына келтірілуі мүмкін.

Дисконт нормасын таңдау біртекті болмайды және бірнеше факторларға байланысты болып келеді:

- нарықтағы капитал жағдайына және есептік пайыз мөлшерлемесіне;
- инвесторлардың капиталдың табыстылық деңгейіне қоятын талаптарына;
- капиталды қаржыландыру көзіне.

Дисконт нормасы инвестордың капиталды баламалы пайдалануы және инвестициялау нұсқаларындағы бірдей қаржылық тәуекелдері кезіндегі табысына сай капиталдың мүмкін бағасын бейнелейді.

Дисконт нормасы – бұдан төмені инвесторға капитал салуға тиімсіз болып саналатын табыстың минималды нормасы. Дисконт нормасына сыртқы факторлардан бөлек ұйымның несиені өтеу қабілетімен, ең жақын және алыс болашағын бағалаумен байланысты ішкі факторлар да әсер етеді.

Есепті жеңілдету үшін капитал салымы бірден жүзеге асырылады, ал пайдалану шығындары мен энергияны өткізу жаңа энергетикалық техниканың моральдық тозуының орташаландырылған мерзімі (T_m) қабылданған есеп айырысу кезең жылдары бойынша тұрақты деп аламыз.

Есептік формула келесі түрде болады:

$$S_i = \frac{m + I_{\text{ЭК}} \cdot \beta_{\text{КЕЛТ}}}{N_0 \cdot h_0 (1 - k_{\text{МК}}) \cdot \beta_{\text{КЕЛТ}}}, \frac{\text{теңге}}{\text{кВт}} \cdot \text{сағ} \quad (7)$$

немесе

$$S_i = \frac{K_0 (1 + \alpha_{\text{П}} \cdot \beta_{\text{КЕЛТ}})}{N_0 \cdot h_0 (1 - k_{\text{МК}}) \cdot \beta_{\text{КЕЛТ}}} + S_{\text{Ж}}, \quad (8)$$

мұндағы $\beta_{\text{КЕЛТ}}$ - әртүрлі уақыттағы шығындар мен нәтижелерді ағымдағы уақыт кезеңіне келтіру коэффициенті.

Электр энергиясының шығындары және өткізу есеп айырысу кезеңі жылдары бойынша тұрақты деген шарт үшін,

$$\beta_{\text{КЕЛТ}} = \frac{(1+r)^{T_M} - 1}{r(1+r)^{T_M}}. \quad (9)$$

Озық техниканың тиімділігіне ықпал жасайтын факторларды талдау келесі қорытындыларды жасауға мүмкіндік береді. Біріншіден, дисконт мөлшерлемесінің өскен сайын ауқымды капиталды қажет ететін нұсқаның (біздің жағдайда – жаңа техника) экономикалық артықшылықтары азая түседі. Екіншіден, есептік немесе есеп айырысу мерзімінің қысқарған сайын ауқымды капиталды қажет ететін нұсқаның экономикалық артықшылықтары қысқартылды. Дисконт мөлшерлемесі (тартылатын капитал құны) неғұрлым аз болса, ұзақ мерзімді шешімдерге соғұрлым көбірек мән беріледі, яғни уақыт бойынша алшақтатылған сипаттамалар нәтижеге үлкенірек әсер береді.

Осы жерден тәжірибелік салдар шығады. Әлбетте, мемлекет қаржы тетіктерінің көмегімен энергетикалық техниканың өндіріс саласында да, қолданыста да әлдеқайда ауқымды капиталды қажет ететін, бірақ озық нұсқаларын арнайы ынталандырып отыруы тиіс.

ЭПО-дағы өткізілген электр энергиясын немесе оны жіберу бойынша қызмет көрсетуді есептеу.

Өткізілген/сатылған электр энергиясының құны (C_{Θ}) келесі формуламен есептелінеді:

$$C_{\Theta} = \Delta_{\text{Ж.Ж}} \cdot T_{\text{Ш.Т}}, \quad (10)$$

мұндағы $\Delta_{\text{Ж.Ж}}$ – стансалардың шиналарынан электр энергиясының жылдық жіберілуі, кВт·сағ;

$T_{\text{Ш.Т}}$ – стансалар үшін жіберілген электр энергиясына қойылатын шекті тариф.

Өнімді өткізуден түскен пайданы есептеу.

Пайда қосымша еңбек құнын немесе өндіріс процесінде алынатын қосымша құнның ақшалай көрінісін сипаттайды. Баланстық (жалпы) пайда және таза пайданың шамасы есептелінеді.

Баланстық (жалпы) пайда (P_6) өткізілген өнімнің құны (C_0) мен электр энергиясын өндіру, беру және өткізуге кеткен пайдалану шығындарының ($I_{\text{жалпы}}$) айырымын сипаттайды.

$$P_6 = C_0 - I_{\text{жалпы}} . \quad (11)$$

Таза пайдаға (P_T) таза пайдадан пайдаға салынатын корпоративті салықты (ҚР-да 20% құрайды) шегеріп тастау арқылы анықталады:

$$P_T = P_6 - H_{\text{пайд}} . \quad (12)$$

Энергобірлестік, әдетте, пайда салығын орталықтан төлеп отырады.

Төленуге тиіс пайда салығы аймақтық филиалдар мен бөлімшелер бойынша жұмысшылар санына пропорционалды түрде үлестіріліп бөлінеді.

2.3 Жобаның экономикалық тиімділігін есептеудің әдістері

Капиталдық салымдардың тиімділігі алынатын нәтиже мен жасалған шығындарды салыстыру жолымен анықталады. Әрбір нұсқаның сандық және сапалық сипаттамалары құндық шамада бағалануы тиіс.

Негіздеменің әдістемесі келесі кезеңдерден тұрады:

- баламалы (ауыстырылатын) қондырғыны салыстырудың негізін таңдау:

- бағалаудың көрсеткіштерін (өлшемдерін/критерийлерін) таңдау;

- есеп айырысу кезеңді анықтау;

- жаңа техниканың шекті (критикалық) сипаттамаларын белгілеу.

Баламалы (ауыстырылатын) қондырғы ретінде пайдалануда дәстүрлі игерілген ең жоғарғы техникалық-экономикалық көрсеткіштерге ие техника қарастырылады. Сонымен бірге, салыстырылатын нұсқалар өндіріс режимі (ең жоғарғы/базистік) бойынша салыстырылуы және аймақтың энергия және жылу энергиясын (қуатына) белгіленген қажеттіліктерін қамтамасыз етуі тиіс.

Тиімділікті есептеу кезінде интегралды (дисконттық), қарапайым (ескішілдікке негізделген) көрсеткіштер, сондай-ақ, басқалары да бірге қолданылуы мүмкін.

Дисконтты әдістерді қолдану интегралдық шығындар мен инвестициялық шешімнің нәтижелерін анықтау жобаланатын есеп айырысу кезеңнің негіздемесін талап етеді. Әдетте, есеп айырысу кезеңі ретінде нормативті қызмет кезеңін (амортизациялық кезең) таңдайды. Дегенмен, озық қондырғылар үшін едәуір қысқа болып келетін моральдық тозу кезеңін ескерген дұрысырақ.

Жаңа техника бойынша шекті (критикалық) көрсеткіштерді қажетті ақпарат жоқ немесе ақпараттың нақтылығы аз болған жағдайда анықтауға тура келеді.

Капиталдық салымдардың абсолютті (жалпы) тиімділігін есептеу.

Егер кәсіпорынды дамыту, кеңейту және қайта құру жобаланса, онда экономикалық тиімділіктің көрсеткіштерін есептеу қажет.

а) Жаңа объектінің, кәсіпорынның құрылысы кезінде:

Капиталдық салымдардың абсолютті (жалпы) тиімділігінің коэффициенті есептелінеді.

$$E_a = (C_\theta - \mathcal{E}_{\text{жалпы}}) / K_{\text{жалпы}} = P_\theta / K_{\text{жалпы}}, \quad (13)$$

мұндағы C_θ – негізгі қызметтен түсетін табыс;

$\mathcal{E}_{\text{жалпы}}$ – пайдалану шығындары;

P_θ – теңгерімдік (жалпы) пайда.

б) Кәсіпорынды қайта құру, жаңғырту, энергияны үнемдеу бойынша іс-шараларды енгізу кезінде:

$$E_{\text{к.к}} = (P_2 - P_1) / K, \quad (14)$$

мұндағы P_2 – капиталдық салымдарды өткізгеннен кейінгі пайда;

P_1 – капиталдық салымдарды өткізгенге дейінгі пайда.

Абсолютті экономикалық тиімділіктің келесі көрсеткіші капиталдық салымдардың өтелу мерзімі болып табылады.

Капиталдық салымдардың өтелу мерзімі ($T_{\text{өт}}$) – қаражатты қайтару мерзімі, жалпы (абсолютті) тиімділікке коэффициентіне кері көрсеткіш болып саналады.

$$T_{\text{өт}} = 1 / E_a. \quad (15)$$

Инвестицияның қарапайым өтелімдік мерзімі (paybackperiod, PP) жобамен жасалынатын таза қаржы ағынының есебінен бастапқы инвестицияларды өтеу үшін талап етілетін уақытты сипаттайды. Басқаша айтқанда, өтелімдік кезеңі ағымдағы таза табыс теріс емес болып қалатын кезең ұзақтығы.

Осы әдіске сәйкес, егер өтелімдік мерзімі жобаны іске асыру мерзімінен аз болса, жоба тиімді болып саналады. Өтелімдік мерзімі аз жоба басымдылыққа ие болады.

Инвестициялық жобаның тиімділігін бағалаудың бұл әдісінің әлсіз тұсы, ол өтелімдік мерзімінен кейінгі мүмкін болатын ақшалай түсімдерді есепке алмайды, инвестициялаудың мүмкіндіктерін қарастырмайды. Сонымен, осы әдіс тұрғысынан қарағанда, бірдей өтелімдік мерзіміне ие екі жоба, тіпті, та-

быстардың әртүрлі уақыттық құрылымы жағдайында да бірдей маңыздылыққа ие болады.

Есептеу формуласы:

$$T_{\Theta \Gamma_i}^I = \frac{K}{\Xi}, \quad (16)$$

мұндағы K - i -ші нұсқа бойынша капитал салымы;

Ξ – жылдық табыс немесе i -ші нұсқа бойынша үнемдеу.

Есеп айырысу мерзімі алдын ала берілген (нормативті) мерзіммен салыстырылады. Жаңғырту нұсқасы үшін:

$$T_{\Theta \Gamma_m}^I = \frac{K_m}{\Xi_m}; \quad (17)$$

$$\Xi_m = S_{\text{ж}}(b_e - b_{\text{ж}})Q_{\text{ж}} \cdot h_y - \frac{a_{\text{жөн}}}{100} \cdot K_{\text{жаңғ}}, \quad (18)$$

мұндағы $b_e, b_{\text{ж}}$ – сәйкесінше ескі және жаңа агрегаттардағы отынның (жанармай) меншікті шығындары;

$K_{\text{жаңғ}}$ - жаңғыртудың капитал салымдары, мың теңге;

$Q_{\text{ж}}$ – жаңа агрегатқа салынатын капиталдық салым, мың теңге; , т/сағ;

h_y – қуатты пайдалану, сағ/жылына;

$S_{\text{ж}}$ – жанармай бағасы, теңге/т у. т.;

$a_{\text{жөн}}$ – жөндеуге кеткен шығындар, %.

Ауыстыруға қатысты толық бір жолғы шығындар ескі агрегаттың амортизациясының шығындарын есепке алады:

$$\Xi_n = S_{\text{ж}}(b_e - b_{\text{ж}})Q_{\text{ж}} \cdot h_y - \frac{a_{\text{жөн}}}{100} \cdot (K_{\text{ж}} - K_{\text{ес}}), \quad (19)$$

мұндағы $b_e, b_{\text{ж}}$ – сәйкесінше ескі және жаңа агрегаттардағы отынның (жанармай) меншікті шығындары;

$K_{\text{ж}}$ – жаңа агрегатқа салынатын капиталдық салым, мың теңге;

$K_{\text{ес}}$ – ескірген агрегаттың толық құны, мың теңге.

Ауыстыруға қатысты толық бір жолғы шығындар ескі агрегаттың амортизациясының шығындарын ескереді:

$$K_n^I = K_n + S_{\text{жа}} - S_{\text{л}}; \quad (20)$$

$$S_{\text{жа}} = K_{\text{EC}} \left(1 - \frac{H_a}{100} \cdot t_H\right), \quad (21)$$

мұндағы $S_{\text{жа}}$ – ескі агрегаттың жете амортизацияланбаған құны, мың теңге;

H_a – амортизация нормасы, %;

T_H – жұмыстың нақты уақыты.

Капиталдық салымдардың салыстырмалы тиімділігін есептеу.

Жаңа техниканы құрылысының немесе енгізудің әртүрлі нұсқалары бар болса, онда олардағы капиталды салымдардың салыстырмалы экономикалық тиімділігі есептелінеді.

1-тәсіл. Бағалаудың белгісі ең аз келтірінді шығындар болып табылады. Әрбір i -ші нұсқа бойынша келтірінді шығындар (КШ) салыстырмалы тиімділіктің нормативті коэффициентіне E_H сәйкес жылдық мөлшерліліктер келтірілген жылдық пайдалану шығындарын I_i және x капиталдық салымдарды K_i құрайды:

$$\Pi_{3i} = I_i + E_H \cdot K_i \rightarrow \min. \quad (22)$$

2-тәсіл. Қосымша капиталдық салымдардың өтелу мерзімін есептеу ($T_{\text{өм}}$):

$$T_{\text{өм}} = (K_2 - K_1) / (I_1 - I_2). \quad (23)$$

3-тәсіл. Салыстырмалы тиімділіктің коэффициентін анықтау (E_e):

$$E_e = (I_1 - I_2) / (K_2 - K_1). \quad (24)$$

Келесі шарттағы нұсқа тиімді болып есептелінеді:

$$T_{\text{өм}} \leq T_H, E_e \geq E_H, \quad (25)$$

мұндағы $T_{\text{өм}}$ – есептік өтелу мерзімі;

T_H – нормативті өтелу мерзімі, 6,7 жылға тең;

E_p және E_H – есептік және нормативті тиімділік коэффициенттері ($E_H=0,15$).

Капиталдық салымдардың нормативті (жоспарлы) өтелу (қайтару) мерзімі салынған қаражаттың салыстырмалы экономикалық тиімділіктің нормативті коэффициентіне сәйкес алынатын пайдамен толық өтелетін қандай да бір жылдағы уақыт периодын сипаттайды.

Қазіргі уақытта тиімділіктің бірыңғай директивті орнатылған нормативтері жоқ. Әрбір нақты жағдайды кәсіпорындар жобаларды қаржыландыру

бойынша меншікті мүмкіндіктері немесе тартылатын инвесторлардың талаптарын ескере отырып, өз беттерінше нормативтерді жоспарлы белгілер ретінде орната алады. Жоспарлы экономика шарттарында мемлекеттік органдар E_n коэффициентін салалар бойынша саралау көмегімен жеке салалардағы тиімділікті жасанды жолмен шарықтатты. Мысалы, электр энергетикасында $E_n = 0,12$ және $E_{n. пр.} = 0,08$. Қазіргі уақытта нарықтық қатынастар шарттарында электр энергетикасында бұл коэффициенттер бірдей болуы шарт. Салыстырмалы экономикалық тиімділіктің нормативті (жоспарлы) коэффициенті көп жағдайда 0,15 шамасында қабылданған, бұл өтелімдік мерзімінің шамамен 7 жылына сәйкес келеді және оңтайлы нұсқаның экономикалық негіздемесі бойынша есептеулердің халықаралық тәжірибесінде ең кең таралғаны болып табылады.

Дисконтталған өтелімдік мерзімі әдісі.

Инвестицияның дисконтталған өтелімдік мерзімі – ағымдағы уақыт мерзімінде берілген пайыздық мөлшерлемеде (пайда нормасына) дисконтталған табыстар есебінен жобаны іске асырудың бастапқы шығындарымен өтелетін мерзім.

Бастапқы шығындар – негізгі құралдарды сатып алуға, орнатуға және іске қосуға кететін шығындар. Оңайлату үшін, бастапқы шығындарды жабдықты немесе басқа да негізгі құралдарды пайдалануға іске қосқан кезде бірге пайда болады деп есептейді. Бастапқы шығындарға инвестициялық жобаны іске асыруға қажетті айналым қаражаты да жатуы мүмкін.

Дисконтталған өтелімдік мерзімі әдісінің мәні инвестициялық жобаны іске асырудың бастапқы шығындарынан инвестициялық шығындардың өтелуі үшін дисконтталған ақшалай табыстар біртіндеп азайтылып отыруына негізделеді. Сонымен, дисконтталған өтелімдік мерзімі инвестициялардың аяқталу уақытында дисконтталған таза табыстар сомасының инвестициялар сомасына тең болатын инвестициялық жобаны іске асырудың қандай да бір жылына тең.

Әдістің артықшылығы – ол инвестициялық жобалар тиімділігінің нақты көрсетілген белгісіне (критерий) ие. Осы әдісті қолдану кезінде жоба өзін іске асырудың экономикалық ақталған мерзімінде өзін-өзі өтейтін болса, жоба қабылданады.

Шетелдік экономикалық әдебиетте дисконтталған өтелімдік мерзімі бір кемшілікке ие екендігі белгіленген: инвестициялық жоба ақталғаннан кейінгі ақша ағындарын назарға ілмейді. Дегенмен, егер дисконтталған ақшалай табыстың есептеулерін инвестициялық жобаның пайдалану кезеңінің соңына дейін жалғастырса, бұл кемшілікті оңай жоюға болады.

Дисконтталған өтелімдік мерзімі әдісі шетелдегі инвестициялық жобалардың тиімділігін бағалау тәжірибелерінде, сондай-ақ, шағын бизнесте кең қолданысқа ие инвестицияның өтелімдік мерзімі әдісіне негізделетінін белгілеп кеткен жөн.

Есептеу формуласы:

$$T_{\Theta T_i}^{\Pi} = \frac{-\ln(1-\frac{K}{\Theta} \cdot r)}{\ln(1+r)}, \quad (26)$$

мұндағы r – дисконт мөлшерлемесі.

3 Жобаның тиімділігін есептеу

Электр энергетикасы капиталды қажет ететін сала болғандықтан (капиталдық салымдарды қайтару мерзімдері 3 жылдан астам) және көзге түсетін нәтижелері көбіне байқалмағандықтан, энергокәсіпорынның ұзақ мерзімді капиталдық салымдар (инвестициялар) туралы шешімдерді қабылдауы кезінде олардың тиімділігін/нәтижелілігін болжау қажеттілігі туындайды. Ол үшін келесі көрсеткіштер есептелінеді:

- таза келтірілген құн – NPV (NetPresentValue);
- инвестициялардың рентабельдік (пайдалылық) индексі – PI (ProfitabilityIndex);
- табыстылықтың ішкі нормасы – IRR (Internal Rate of Return);
- инвестициялардың дисконтталған өтелімдік мерзімі – DPB (Discounted Payback Period).

ТЭН шеңберінде NPV және PI есептеулері жеткілікті.

Жобалардың тиімділігін бағалаудың халықаралық тәжірибесі ақшалардың уақытша құнының тұжырымдамасына негізделеді. Инвестициялатын капиталды пайдалану тиімділігін бағалау инвестициялық жобаны іске асыру және бастапқы инвестиция процесінде қалыптасатын ақша ағынының (cash-flow) салыстыру арқылы жүзеге асырылады. Егер инвестицияның бастапқы сомасының және капиталды беретін инвесторлар үшін талап етілетін табыстылықтың қайтарылуы қамтамасыз етілсе, жоба тиімді деп танылады.

Инвестициялантын капитал, ақша ағыны сияқты қазіргі уақытқа немесе нақты есеп айырысу (есептік) жылына (әдетте, жобаны іске асыру басынан алдын болатын) келтіріледі.

Дисконттау деп ақшаның болашақтағы құнының оның ағымдағы (қазіргі) құнына келтірілу (түзету жасалу) процесін айтамыз.

Капиталдық салымдарды және ақша ағындарын дисконттау процесі инвестициялық жобалардың ерекшеліктеріне байланысты анықталатын әртүрлі дисконт мөлшерлемесі бойынша жүзеге асырылады. Дисконт нормалары инвестицияланатын капиталда ие болатын немесе өзі қалайтын қайтарудың жыл сайынғы пайызына байланысты инвестормен белгіленуі мүмкін.

Дисконттау коэффициенті, α келесі формуламен есептелінеді:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+r)^{t-1}}, \quad (27)$$

мұндағы t – дисконттауды есептеу уақыты;

r – қарастырылатын мерзім ішінде экономикадағы инфляциялық процестерді ескеретін әртүрлі уақыттағы шығындарды келтіру нормативі ($I_{\text{инф}}$) (дисконт нормасы), жоба табыстылығының минималды кепілді деңгейі.

Есептеулерде E -ні инфляция деңгейіне немесе банк кредитінің мөлшерлемесіне не болмаса инвесторды қызықтыратын мөлшерлемеге тең етіп қабылдауға болады. Немесе капиталдық салымдардың салыстырмалы экономикалық тиімділігінің коэффициентіне, яғни $r = E_p$ тең деп алуға болады.

Таза келтірілген құн (NetPresentValue – NPV) ақша ағындарын дисконттау әдістері тобына жатады.

I_0 – бастапқы шығындар сомасы болсын, яғни жоба басындағы инвестициялар сомасы (ΣK), PV – жобаның экономикалық өмірі бойындағы ақша ағынының қазіргі құны. Дисконтталған табыстардың жалпы жинақталған шамасы келесі формуламен анықталады:

$$PV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (28)$$

мұндағы r – дисконт нормасы;

n – жобаны іске асыру кезеңдерінің саны;

CF_t – t кезеңінде төлемдердің таза ағыны.

Таза ағын CF_t таза пайда (мүмкін, оның бір бөлігі) мен амортизациялық аударымдардың жылдық сомасын құрайды.

Инвестициялардың ағымдағы құны (I_0) ағымдағы жинақталған табыстардың құнымен (PV) салыстырылады. Олардың айырмасы жобаның таза ағымдағы құнын (NPV) құрайды:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} - I_0. \quad (29)$$

Егер осылайша есептелінген төлемдер ағынының таза қазіргі құны оң мәнге ие болса ($NPV > 0$), жоба өзінің экономикалық өмірі барысында бастапқы шығындарды I_0 өтейді, берілген E стандартына сәйкес пайда табуды, сондай-ақ, оның NPV -ға тең кейбір сақтық қорын қамтамасыз етеді. Егер $NPV < 0$ болса, онда жоба нарықтықтан төмен табыстылыққа ие болады және сондықтан да жобадан бас тартуға тура келеді. Егер $NPV=0$ болса, жоба пайда да, залал да келтірмейді.

Дисконттауды есептеу уақытын t , (8)-ші немесе (10)-шы формула бойынша есептелінген капиталдық салымдардың өтелімдік мерзімі бойынша

T, алу керек. Онда NPV теріс болып шығады. NPV-ның оң мәнін алғанға дейін есептеулерді жалғастыру керек және дисконттауды есептеу уақытын t арттыру керек.

Есептеулерді төменде келтірілген кестеге түсіруге болады.

2 кесте – инвестициялар үшін NPV есептеу

Жылдар	Ақша ағыны (CF)	$\alpha_t = \frac{1}{(1+r)^{t-1}}$	Табыстардың ағымдағы құны (PV)	Жобаның ағымдағы таза құны (NPV)
0				
1				
2				
...				
n				

Рентабельділік индексі, PI, келтірілген әсерлердің инвестициялық шығындардың шамасына қатынасын сипаттайды және келесі формула бойынша есептелінеді:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / I_0, \quad (30)$$

мұнда да дәл солай: $PI > 1$ болса, жобаны қабылдау керек, $PI < 1$ болса, жобадан бас тарту керек, ал егер $PI = 1$ болса, жоба пайда да, залал да келтірмейді. Критерийдің логикасы мынадай: ол шығындар бірлігіндегі табысты сипаттайды. Таза келтірілген эффекттен айырмашылығы рентабельдік (пайдалылық) индексі салыстырмалы көрсеткіш болып табылады. PI-ді NPV мәні оң болған кездегі есептеу уақыты t бойынша есептеу керек.

Энергокәсіпорын басшылығы банктен несиені алу туралы шешімді қабылдау кезінде (жобаны іске асырғаннан кейін қосымша меншікті қаражат алынбаған), NPV есептеу формуласын қандай уақыт мерзімінде энергокәсіпорын несиенің дисконтталған сомасын қайтара алатынын есептеуге мүмкін болатындай етіп түрлендіруге болады.

ТЭН шешіліп жатқан техникалық есептің экономикалық пайдалылығы (мақсатқа лайықтылығы) туралы қорытындылармен аяқталады.

4 Ғылыми-зерттеу сипаттағы элементтері бар тақырыптар негіздемесі

Ғылыми-зерттеу ізденістерімен байланысты бітіруші жұмыстарының экономикалық бөлімінде толық шығындарды және интеллектуалды еңбек бағасын есептеу керек.

Ғылыми-техникалық өнімнің бағасы төмендегі формуламен анықталады:

$$Ц=(И +П_n) \cdot 1,12, \quad (31)$$

мұндағы $Ц$ – ғылыми-техникалық өнімнің бағасы;

$И$ – өнімді әзірлеуге байланысты толық пайдалану шығындары;

$П_n$ – нормативті пайда;

1,12 – ҚҚС (Қосымша құн салығы) ескеретін коэффициент.

Ғылыми-зерттеу жұмыстарын орындаудың барлық пайдалану шығындары келесі тармақтар бойынша анықталады:

- амортизациялық аударымдар ($И_a$). Өнімді даярлау кезінде пайдаланылатын негізгі қорлар құнынан амортизация нормалары бойынша есептелінеді;

- әзірлеуші/өңдеушілердің негізгі жалақысы ($И_{н.е/a}$). Әзірлеушілер санына, әзірлеу уақытына және олардың айлық жалақысына байланысты анықталады;

- қосымша жалақы ($И_{к.е/a}$). Сыйлықақы жүйесімен белгіленген сыйақылар сомасы;

- бірыңғай әлеуметтік салықты есептеу (ҚР-да 11%) – $И_{б.э.с}$;

- жалдау ақысы/жалгерлік ақы, соның ішінде коммуналды төлемдер $И_{ар}$;

- шығындық материалдар (қағаз, кеңсе жабдықтары, картридждері және т.б.) $И_{мат}$;

- үстеме шығындар (жарнама, қосымша материалдар шығындары, қосымша жұмысшылардың жалақысы және т.б.) – $И_{накл}$. Барлық шығындардан 10% деп қабылдауға болады.

Яғни барлық тармақтар бойынша толық шығындар құрайды:

$$И = И_a + И_{н.е/a} + И_{к.е/a} + И_{б.э.с} + И_{ар} + И_{кос}. \quad (32)$$

Нормативті пайда өңделген өнімнің маңыздылығына қарай әзірлеушімен орнатылады.

Есептеулер жасалған есептеулер және осы өнімнің сатып алушылары туралы қорытындымен аяқталады.

А қосымшасы

Экономикалық тиімділікті бағалаудың әртүрлі әдістерін қолдану мысалдары

Меншікті орташа жылдық шығындар әдісі.

Баламалы нұсқа ретінде органикалық отындағы қазіргі заманғы аса үнемді бу турбиналы қондырғы (БТҚ) қолданылады. Екі қондырғының да орнатылған қуатын шартты түрде 1 кВт-қа тең деп аламыз.

А.1 кесте – ТЭН үшін бастапқы деректер

Көрсеткіш	ЯЭУ	ПТУ
N_y , кВт	1,0	1,0
h_y , сағ.	7000	7000
$k_{сн}$, %	6,0	5,0
S_T , теңге/кВт · сағ	2,075	6,47
$a_{п}$, %	2,7	2,3
K_0 , теңге	$5,04 \cdot 10^5$	$3,36 \cdot 10^5$
T_c , жыл	25,0	25,0
T_m , жыл	15,0	15,0
r , %	5,0	5,0

$$\bar{S}_H = \frac{5,04 \cdot 10^5 \left(\frac{1}{25} + \frac{0,05}{2} + 0,027 \right)}{7000(1-0,06)} + 2,075 \cong 9,12, \text{ теңге/кВт} \cdot \text{сағ.}$$

ПТУ нұсқасы бойынша (баламалы техника)

$$\bar{S}_a = \frac{3,36 \cdot 10^5 \left(\frac{1}{25} + \frac{0,05}{2} + 0,023 \right)}{7000(1-0,05)} + 6,47 \cong 10,92 \text{ теңге/кВт} \cdot \text{сағ.}$$

ЯЭУ нұсқасы БТҚ-ға қарағанда аз меншікті шығындарға ие. Сәйкесінше, жобаны іске асыруда аз басымдылыққа ие.

Дисконтталған интегралды шығындар әдісі.

$r = 0,05$, $T_m = 15$, $\beta_{келт} = 10,380$ шартында дәл сол бастапқы деректер үшін:

$$S_i = \frac{5,04 \cdot 10^5 (1 + 0,027 \cdot 10,380)}{7000(1-0,06) \cdot 10,380} + 2,075 \cong 11,52, \text{ теңге/кВт} \cdot \text{сағ.}$$

БТҚ нұсқасы бойынша (баламалы техника):

$$s_i = \frac{3,36 \cdot 10^5 (1 + 0,023 \cdot 10,380)}{7000(1 - 0,05) \cdot 10,380} + 6,47 \cong 12,45, \text{ теңге/кВт} \cdot \text{сағ}$$

А қосымшасының жалғасы

Демек, есептеудің бұл әдісі де ұқсас нәтижені береді – жаңа техниканы енгізу экономикалық негізделген.

А.2 кесте – Дисконт мөлшерлемесі деңгейінің озық техниканың салыстырмалы тиімділігіне әсері

Көрсеткіш	T _м = 15 жыл		
	r = 0,05	r = 0,08	r = 0,1
S _н ^{II} , теңге/кВт · сағ	4,11	4,67	5,07
S _а ^{II} , теңге/кВт · сағ	4,46	4,83	5,1
$E = \frac{\bar{s}_a - \bar{s}_n}{\bar{s}_n} \cdot 100\%$	8,5	3,4	0,6
Ескерту – E – жаңа және баламалы техника шығындары арасындағы салыстырмалы ауытқу.			

Бұл шама кестеленген және дисконт мөлшерлемесі мен есеп айырысу кезеңінің берілген шамаларына тәуелді болады.

А.3 кесте – Есеп айырысу мерзімінің (моральдық тозу мерзімі) жаңа техниканың салыстырмалы тиімділігіне әсері.

Көрсеткіш	q = 0,05		
	T _м = 10	T _м = 15	T _м = 25
S _н ^{II} , теңге/кВт · сағ	5,02	4,11	3,42
S _а ^{II} , теңге/кВт · сағ	5,06	4,46	4,00
$E = \frac{s_a - s_n}{s_n} \cdot 100\%$	0,8	8,5	16,9
Ескерту – E – жаңа және баламалы техника шығындары арасындағы салыстырмалы ауытқу.			

Тиімділікті талдауда критикалық/сыни параметр әдісі.

А.4 кесте – ТЭН үшін бастапқы мәліметтер

Көрсеткіш	ГАЭС	ГТУ
N _у	1,0	1,0
h _у	1500	1500
k _{сн}	<1,0	4,0
K ₀	-	98·103
a _п	1,0	5,0

b	-	500,0
S _T	-	22,4·10 ³
C _T	4,2	

А қосымшасының жалғасы

А.4 кестенің соңы

Көрсеткіш	ГАЭС	ГТУ
η, %	75,0	-
T _c	50,0	30,0
r	10,0	10,0

(14) формула бойынша ГТУ үшін жылдық орташа шығындар:

$$S_a = \frac{98 \cdot 10^3 \left(\frac{1}{30} + \frac{0,1}{2} + 0,05 \right)}{1500(1-0,04)} + 5 \cdot 10^{-4} \cdot 22,4 \cdot 10^3 \cong 20,3, \text{ теңге/кВт} \cdot \text{сағ.}$$

(19) формула бойынша ГАЭС-тегі шекті капиталдық салымдар:

$$K_H^{\text{пр}} = \frac{(20,3 - \frac{4,2}{0,75}) 1500(1-0,01)}{\frac{1}{50} + \frac{0,1}{2} + 0,01} = 272868,8 \text{ теңге/кВт.}$$

Табиғи газдың төмен ішкі бағаларына ие елдер үшін ГАЭС-тегі шекті капиталдық салымдар төмен болады, яғни капитал сыйымдылығының жоғарғы шекарасына әлдеқайда қатаң талаптар қойылады.

Энергожабдықты ауыстыру және жаңғырту.

Қазандық ЖЭС-ті қайта құру нұсқасының негіздемесі.

Қайта құрудың мақсаты – жанармай үнемділігін арттыру. Қайта құру екі нұсқа бойынша жүзеге асырылуы мүмкін: ескірген бу генераторын жаңғырту немесе ауыстыру.

Есептеулер үшін қарапайым және дисконтталған өтелімдік мерзімі әдістерін қолданамыз.

А.5 кесте – Есептеулер үшін бастапқы мәліметтер

Көрсеткіш	Ескірген бу генераторы	Жаңғырту	Жаңа бу генераторы
Буланғыштығы (O _ч), т/ч	200	200	200
Қуатты пайдалану (h _y), сағ/жылына	6000	6000	6000
Отын/жанармай шығыны (b), кг у. т./т пара	105	98	85
Отын/жанармай бағасы (S _ж), теңге/т у. т.	14000	14000	14000
Ескірген агрегаттың толық құны (K _c), мың теңге	308000	-	-

Амортизация нормасы (На), %	4,0	4,0	4,0
Жөндеуге кеткен шығындар (ар), %	10,7	10,7	10,7
Нақты қызмет ету мерзімі (Тф), жыл	18	-	-
Ескірген агрегаттың тарату құны (Кл), мың теңге	15400	-	-
Капитал салымы (К),мың теңге	-	56000	420000

А қосымшасының жалғасы

А.5 кестенің соңы

Көрсеткіш	Ескірген бу генераторы	Жаңғырту	Жаңа бу генераторы
Дисконт мөлшерлемесі (r), %	-	10,0	10,0
Капиталдық салымдардың нормативті өтелімдік мерзімі, жыл	-	2,0	2,0

Кестедегі мәліметтерді сәйкес формулаларға (20-25) қою арқылы, қарапайым өтелімдік мерзімі әдісінің есептеулеріне сәйкес жаңғырту және ауыстыру нұсқалары үшін $T_{OK}^H = 0,5$ жыл және 1,51 жыл деген нәтижелерді аламыз. Демек, екі нұсқа бойынша өтелімдік мерзімдері нормативті мерзімнен (2 жыл) аз, бұл ретте жаңғырту нұсқасы бойынша өтелімдік мерзімі ауыстыру нұсқасына қарағанда аздау. Дәл сол бастапқы деректер үшін дисконтталған өтелімдік мерзімі әдісінің есептеулері үшін – ($r = 10\%$ болған кезде) жаңғырту нұсқасына $T_{от}^H = 0,54$ жыл, ал ауыстыру нұсқасы үшін $T_{от}^H = 1,71$ жыл деген нәтижелерді аламыз.

Екі нұсқа бойынша да есептеулер ұқсас нәтижелерді береді: моральды ескірген бу генераторын толық ауыстыруға қарағанда жаңғырту тиімдірек.

Б қосымшасы

ЭС және ЭЖК қолданыстағы тарифтері

Б.1 кесте – Электрлік-желілік компаниялардың (ЭЖК) қолданыстағы тарифте-рі (теңге/кВт · сағ)

Электрлік-желілік компания типі	2015
KEGOC тарифі	1,59 -2,64
АЭК (РЭК) тарифтері	3,5 – 5,5
ЭҮҮ(ЭСО) сауда үстемақысы	0,42-0,97

Б.2 кесте – 2015 жылдағы ҚР ЭЖ қолданыстағы тарифтері (теңге/кВт · сағ)

Тобы	Негізгі тариф	2015 жылға шекті тарифтер
1-топ (ЭМАЭС-1,2, ЕЭК)	3,5	8,8
2-топ (ЖМАЭС)	5,9	8,7
3-топ (Қарағанда ЖЭС-1-3, Павлодар ЖЭС-1,3, УКЖЭС, Астана-Энергия ЖЭС-1,2)	3,6	7,5
4-топ (Қарағанда МАЭС-2, Павлодар ЖЭО-2, Балхаш, Жезқазған ЖЭО)	3,25	6,0
5-топ (Петропавл ЖЭО, Риддер ЖЭО, Рудный ЖЭО)	3,0	8,05
6-топ (Қарағанда МАЭС-1, Степногорск ЖЭО)	5,51	8,3
7-топ (Шымкент ЖЭО-3, Атырау, Ақтөбе, Жамбыл, ЖЭО-4, Қызылорда ЖЭО)	4,7	7,3
8-топ (Кентау ЖЭО, Текелі ЖЭО, Шахтинск ЖЭО, Екібастұз ЖЭО)	3,8	7,5
9-топ (Арқалық. ЖЭО, Қостанай ЖЭО, Орал ЖЭО)	4,89	7,6
10-топ «АлЭС»	4,38	8,6
11-топ «МАЭК»	7,23	7,83
12-топ ГТЭС (Актурбо, Жанажол)	4,1	8,8
13-топ СЭС (Бухтарма, Өскемен, Шульбі, Шардара)	2,7	4,5

В қосымшасы

Жылу электр стансаларының өнеркәсіптік-өндірістік қызметкерлерінің штаттық коэффициенттері (адам/кВт)

В.1 кесте – Жылу электр стансаларының штаттық коэффициенттері

ЖЭО, ЖЭС қуаты	Агрегаттар саны мен қуаты, МВт	Штаттық коэффициент	
		ЖЭС	ЖЭО
100	2×50	–	1,7-2,0
200	4×50	1,2-1,5	1,6-1,8
300	6×50	1,1-1,4	1,5-1,7
200	2×100	1,1-1,3	1,4-1,6
400	4×100	1,0-1,3	1,3-1,5
600	6×100	1,0-1,2	1,2-1,4
300	2×150	1,2-1,4	1,5-1,6
600	4×150	1,1-1,3	1,4-1,5
900	6×150	0,9-1,0	1,3-1,4
1200	8×150	0,7-0,9	–
800	4×200	1,0-1,1	–
1200	6×200	0,8-0,9	–
1600	8×200	0,6-0,8	–
1200	4×300	0,6-0,8	–
1800	3×300	0,5-0,7	–
2400	8×300	0,4-0,6	–
2400	3×800	0,4-0,6	–
3200	4×800	0,3-0,5	–

Г қосымшасы

Электр энергетиканың ұлғайтылған құндық көрсеткіштері

Электрлік желілер объектілері құрылысының қазіргі меншікті құндары дипломдық жұмыстардың ТЭН орындауға арналған.

Г.1 кесте – Шығындар құнының құрауыштары

Кернеу, кВ	Құрылыс құны, %				
	Құрылыс жұмыстары	Жөндеу жұмыстары	Жабдық	Басқа шығындар	ЗЖБ
Ашық типтегі аралық стансалар					
110	12	10	61	8,5	8,5
220	11	10	65	6,5	7,5
500	14	7	63	8,5	7,5
500/220/110/10	13	5	67	10	5
Жабдық типтегі аралық стансалар					
110-500	12	4	68	8	8
500	9	8	64	6,5	12,5
Кабель желілері, 1км					
110	78		3	9	10
220	75		9	7	9
500	73		10	10	7
Әуе желілері, 1км					
35	80			11,5	8,5
110	80			11,5	8,5
220	80			11,5	8,5
500	81			11,5	7,5
Ажыратқыш ұяшығы					
35	20		6	74	
110	18		4	78	
220	15		3	82	
500	13		2	85	
АТҚ					
35	29		10	61	
110	26		9	65	
220	24		9	67	
500	19		9	72	
ЭКТҚ					
110	5		2	93	
220	3		2	95	
500	2		2	96	
Трансформатор ұяшығы					
35	11		10	78	
110	6		9	85	

220	5	4	91	
500	5	2	93	

Г қосымшасының жалғасы

Әуе желілері.

6-500 кВ ӘЖ үшін ұлғайтылған құндық көрсеткіштер (ҰҚК) АС маркалы болат-алюминилі өткізгіштерді, сондай-ақ, жоғары механикалық беріктігі бар және жоғары температуралы (ЖТ) өткізгіштерді қолдану кезінде бірегейлендірілген болат торлы немесе көп қырлы және темір-бетон тіректерде жасалынған (Г.3 кесте). 220 кВ ӘЖ үшін магистральді ТОВЖ оптикалық байланыс кабелінің аспасы (подвеска) ескерілген. ӘЖ ҰҚК ЭҚЕ (Электр қондырғыларын құру ережелері) 7-ші басылымының талаптарына сәйкес көк тайғақ және желдік (нормативтік желдік қысым 0,6 кПа-ға дейін) жүктемелерді ескере отырып жасалынған. Құрылыстық орташа шарттарындағы 6-500 кВ кернеудегі ӘЖ технологиялық жобалау нормалары бойынша өндірістік тағайындаудың барлық шығындары ескерілген.

Г.3 кесте - ӘЖ ұлғайтылған құндық көрсеткіштері

ӘЖ кернеуі, кВ	Аралық тіректердің сипаттамасы	Болат-алюминий қималы өткізгіш, мм ²	Тіректегі ішынжырлар, шт.	ӘЖ құнының, млн теңге/км		
				Болат тіректер		т/б тіректер
				торлы	көп қырлы	
6-10	Еркін тұратын	АС 35	1	-	-	2,0
		АС 50	1	-	-	2,2
		АС 70	1	-	-	2,4
			2	-	-	3,8
		АС 95	1	-	-	4,6
		СИП 50	1	-	-	2,6
		СИП 70	1	-	3,9	3,1
СИП 70	2	-	-	3,8		
35	Еркін тұратын	95	1	6,3	-	4,5*
			2	8,9	-	6,8
		до 150	1	7,4	-	5,7*
			2	9,7	9,2	8,4*
110	Еркін тұратын	до 150	1	8,0	-	6,5
			2	12,6	27,8**	9,6*
		185-240	1	8,9	13,3/15**	15,3
			2	1372,8	1799,4	1068,9*
		ВТП	2	3257,4		
220	Еркін тұратын	300	1	14,6	-	10,4
			2	17,2	19,8	-
		400	1	16,4	-	11,6
			2	19,0	-	-
		ВТ	1	-	21,1	-

			2	-	87,3***	-
		500	2	20,1	-	-

Г қосымшасының жалғасы

Г.3 кестенің соңы

220	Екі тіреуіштік, еркін тұратындар	300	1	-	-	10,6
			2	-	-	15,8
	400	1	-	-	12,0	
		2	23,5	-	20,0	
500	Ішкі байланыстары бар екі тіреуіштік	3×300	1	-	22,3	28,9
		3×330	1	-	26,3	30,7
		3×400	1	-	-	32,3
	Тартулармен	3×400	1	-	-	-
		3×500	1	32,8	-	-

Ескерту

1 * - анкерлік-бұрыштық тіректер – металдық;

2 ** - анкерлік-бұрыштық тіректер – типтік;

3 *** - жоғары температуралы өткізгіш, жоғары биіктіктегі көп қырлы тіректер.

4 Магистральдік ТОБЖ байланысының 1 км оптикалық кабель аспасының құны 1 млн. теңгені құрайды.

Г.2 кесте – 1 км ӘЖ Құрылыс шығындарының меншікті сыйымдылығы

ӘЖ кернеуі, кВ	ӘЖ құрылысының шығындары, %					
	металдық құр-ылымдар және тіректі тарту	фундаментте р және анкерлік тақталар	өткізгіш	арқан (трос)	оқшаулағыштар, желілік арматура	басқа шығындар
110	38	10	23	3	7	19
220	34	11	25	3	9	18
500	30	12	27	3	11	17

ӘЖ толық құнын алу үшін Г.3 кестесінің көрсеткіштеріне құрылыстың ілеспе шығындары қосылады:

1) 3,3% - уақытша ғимараттар және құрылыстар. Қолданыстағы объектілерді кешенді қайта құру, техникамен қайта қаруландыру және кеңейту кезінде, қолданыстағы кәсіпорындар аумағындағы кейінгі кезектер немесе оған жалғастырылатын алаңдар құрылыстары кезінде көрсетілген нормаға 0,8 коэффициенті қолданылады.

2) 5,0-6,0% - басқа жұмыстар және шығындар.

3) 2,6-3,18% - тапсырысшы-салушы қызметінің құрамы, құрылыстық бақылау, пайыздық норма құрылыстың құнына байланысты болады.

4) 7,5-8,5% - жобалық-іздістіру жұмыстары, жобаға сараптама жүргізу, авторлық қадағалау (жаңа құрылысты жүргізу кезінде – 8%).

5) 3% - көлденең шығындар.

Жер телімін рәсімдеуге байланысты және жерді кесіп беру кезіндегі өтемақы төлеу шығындары ескерілген жоқ.

Г қосымшасының жалғасы

Барлық шығындарды қосып, алынған нәтижеге құрылыстағы жер телімін тұрақты кесіп беру құнын және аналог-объектілермен есептелген құрылыс аумағын дайындауға қатысты басқа да шығындарды қоса отырып, ӘЖ құрылысы үшін капиталдық салымдардың қажетті көлемін аламыз.

Кабельдік желілер.

Кабельдік желілердің (КЖ) ұлғайтылған құндық көрсеткіштерінің анықтамасы негізінде аналог-объектілер жатыр. КЖ құнының базистік көрсеткіштері кабельді жерге төсеу бойынша құрылыс-монтаждау жұмыстары, соның ішінде, көлденең-бағытталған бұрғылау әдісімен орындалған арнайы өткелдерді құру, асфальтбетон төсемдерін бөлшектеу және қалпына келтіру, кері құю үшін топырақты тасымалдау бойынша шығындарының толық тізімін, сондайақ, кабельдік өнімнің құнын ескереді. КЖ құнының базистік көрсеткіштеріне жерді тұрақты кесіп беру құны және қажет болған жағдайда, аналого-объектілермен есептелген құрылыс аумағын дайындауға қатысты басқа да шығындар қосылады. КЖ су астына тарту құнын аналог-объектілер бойынша анықтаған жөн.

Г.4 кесте – 110-500 кВ (үш фаза) кабельдік желілердің құны, оқшауланған полиэтилен, кабельді жерде тарту

Кернеу, кВ	КЖ фазасының қимасы, мм ²	1 км КЛ құны, млн теңге	
		бір кабельді тарту кезінде	екі кабельді тарту кезінде
110	300	55	82
	1000	128	187
	1200	170	263
220	630	156	228
	1200	211	325
	1600	213	327
	2000	226	348
500	2500	298	459

Ірі қалалардың орталық бөліктеріндегі КЖ құнын бағалау кезінде коллектор (туннель) құрылысының құнын есепке алу керек.

Г.5 кесте - коллекторлар, микротоннельдер және ауыстырып-қосқыш пункттер құрылысының құны

Құрылыстың атауы	Құрылыстың құны, млн теңге
------------------	----------------------------

Қалқандық тәсілмен құрылған коллекторлар. Орналасу тереңдігі 6 м-ге дейін, қалқанның диаметрі 2-5 м, 1 км.	348,9 - 833,8
0,8 м-2 м диаметрдегі микротуннельдер	199 - 655,1
Ауыстырып-қосқыш пункт (АҚП) 110-500 кВ	32 - 112,4

Г қосымшасының жалғасы

КЖ толық құнын алу үшін Г.4 кестесінің көрсеткіштеріне әуе желілеріне ұқсас құрылыстың ілесімі шығындары қосылады.

Барлық шығындарды қосып, алынған нәтижеге құрылыстағы жер телімін тұрақты кесіп беру құнын және аналог-объектілермен есептелген құрылыс аумағын дайындауға қатысты басқа да шығындарды қоса отырып, КЖ құрылысы үшін капиталдық салымдардың қажетті көлемін аламыз.

Аралық стансалары.

Ұлғайтылған құндық көрсеткіштер қайта салынатын, сондай-ақ, кеңейтілетін және қайта құрылатын таратушы құрылғылардың (ТҚ) электрлік жалғану сұлбалары бойынша орындалған 35 кВ және одан жоғары ашық АС және 110-500 кВ жабық АС-ларда (аралық станса/қосалқы станса) таралған.

35 кВ және одан жоғары АС ұлғайтылған құндық көрсеткіштері жеке элементтер бойынша анықталады. Бұл жеке элементтерге жататындар:

- таратушы құрылғылар және ажыратқыштардың жеке ұяшықтары;
- трансформаторлар (автотрансформаторлар);
- өтемдік және реттеуші құрылғылар;
- шығындардың тұрақты бөлігі;
- апатқа қарсы автоматика.

АС құрылысының (қайта құру) құны жеке негізгі элементтер жинағымен анықталады. АС толық құнын алу үшін негізгі элементтердің құндық көрсеткіштеріне осы құннан шығатын құрылыстың ілесімі шығындары қосылады:

1) 1-1,3% - уақытша ғимараттар және құрылыстар. Қолданыстағы объектілерді кешенді қайта құру, техникамен қайта қаруландыру және кеңейту кезінде, қолданыстағы кәсіпорындар аумағындағы кейінгі кезектер немесе оған жалғастырылатын алаңдар құрылыстары кезінде көрсетілген нормаға 0,8 коэффициенті қолданылады.

2) 8,5-9,0% - басқа жұмыстар және шығындар.

3) 2,6-3,18% - тапсырысшы-салушы қызметінің құрамы, құрылыстық бақылау, пайыздық норма құрылыстың құнына байланысты болады.

4) 7,5-8,5% - жобалық-іздістіру жұмыстары, жобаға сараптама жүргізу, авторлық қадағалау (жаңа құрылысты жүргізу кезінде – 8%).

Алынған нәтижеге АС астындағы жер телімін тұрақты кесіп беру құны және аналог-объектілермен есептелген құрылыс аумағын дайындауға қатысты басқа да шығындарды қосылады.

35-500 кВ ТҚ құнының көрсеткіштері орнатылған жабдықты ескереді (ажыратқыш, сөндіргіш, ток және кернеу трансформаторлары); ТҚ-ға немесе

ұяшыққа қатысты басқару, қорғау және автоматика панельдері; кабель шаруашылығы және т.б., сондай-ақ, құрылыс-жөндеу жұмыстары.

Г қосымшасының жалғасы

Г.6 кесте – 10-500 кВ ТҚ-дағы ажыратқыштың бір жиынтығындағы (комплект) ұяшықтың құны

Кернеу, кВ	Ажыратқыштың бір жиынтығындағы (комплект) ұяшықтың құны,				
	Әуе	Майлы	Вакуумдық	Элегазды	
				ОРУ	КРУЭ
10	-	2	0,9 - 1,6	8	-
35	-	7	8	24	-
110	46	40	-	76	115
220	86	94	-	145	208
500	381	-	-	284	462

Ескерту
 1 Ажыратқыш ұяшығының құны жабдықты қосады (60%); ОПУ-дағы релелік қорғаныс, ка-бельдер, панельдер; ошиновка, портал, құрылыс және жөндеу жұмыстары (18%).
 2 ЭЖТҚ ұяшығының құны ғимараттың құрылыстық бөлігін құрайды.

Трансформатор (автотрансформатор) ұяшығы құнының көрсеткіштері орнатылған жабдықты (трансформатор, кабель шаруашылығы, басқару панельдері, қорғау және автоматика, трансформатордың серпінді байланыстары және т.б.), материалдар, құрылыс және жөндеу жұмыстарын ескереді.

Г.7 кесте - 6-220 кВ трансформаторлар ұяшықтарының құны, млн теңге

Қуаты, МВА	Трансформатор					Автотранс- форматор 220/110/НН
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	
6,3	25	33	48	-	-	-
10	35	46	54	-	-	-
16	48	58	62	-	-	-
25	65	74	85	-	101	-
40	90	97	107	112	127	-
63	-	122	122	157	-	169
80	-	139	140	181*	-	-
100	-	-	-	194	-	-
125	-	182	-	229*	-	241
160	-	-	-	279	-	-
200	-	-	-	-	-	307
250	-	-	-	-	-	314

Ескерту - * ҚА (Қоздырусыз ауыстыру).

Г.8 кесте – 500 кВ трансформаторлар ұяшықтарының құны, млн теңге

Қуаты, МВА	Автотрансформатор	
	500/220	500/110
250	-	378
500	565	-
3×167	859	-
3×267	1052	-

Г қосымшасының жалғасы

АС (аралық станса/қосалқы станса) бойынша шығындардың тұрақты бөлігінің құны аймақты даярлау және көркейтуді, жалпы аралық стансалық басқару пунктін, аралық стансаның меншікті қажеттіліктерінің құрылғысын оперативті (жедел) тұрақты ток жүйесін, алаң ішін сумен жабдықтауды, кәріз жүйесін (канализация) және кірме жолдарды, байланыс құралдары ментелемеханиканы және басқа да элементтерді есепке алады.

Г.9 кесте – АС 35-500 кВ бойынша шығындардың тұрақты бөлігі

Кернеу, кВ	ТҚ сұлбасы	Құны, млн теңге	
		Ашық АС	Жабық АС (ЭКТҚ)
35/10		46	-
110/10	Көпір	102	65
110/35/10	Шиналардың екі жұмыс жүйелері	195	-
220/10	Көпір	241	158
220/110/10	Төртбұрыш	324	241
	Ажыратқышпен секцияланған бір жұмыстық шиналар жүйесі	440	334
	Шиналардың екі жұмыс жүйелері	482	352
	Желілердің бір жарым жалғануы бар трансформатор-шиналар	547	408
	Енжарма	704	491
220/110/35/6	Шиналардың екі жұмыс жүйелері	-	464
220/110/35/10/6	Трансформаторлар шина секцияларына ажыратқыштардың айрығы (развилка) арқылы жалғанған шиналар жүйесінде трансформаторлар саны бойынша бір жұмыстық секцияланған.	-	786
500/110/10	Төртбұрыш	857	543
500/220/10	Желілері екі ажыртақышпен жалғанған трансформатор-шиналар	1417	917
	Енжарма	1575	1075

Аралық стансаларды қайта құру (кеңейту) кезінде шығындардың тұрақты бөлігі қайта құрудың (кеңейтудің) сипатына байланысты келесі шамаларда

алынуы мүмкін (Г.9 кестесінде келтірілген мәндерден %):

15-20 % - екінші трансформаторды (ажыратқыш) немесе басқа жабдық түрін орнату кезінде (егер ол жобамен қарастырылмаған болса);

40-60 % - АТҚ қайта құру кезінде (таратушы құрылғыны ауыстыру кезінде).

Әдебиеттер тізімі

1 Закон РК Об электроэнергетике с изменениями и дополнениями от 11 апреля 2006 г.

2 Закон РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13.01.2012 № 541-IV.

3 Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса. Учебник. - М., 2003.

4 Экономика и управление в энергетике. Учебное пособие. Под ред. Кожевникова. - М., 2003.

5 Жакупов А.А., Валиева Л.Ш., Соколова И.С. Экономика отрасли. Конспект лекций для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика - Алматы: АУЭС, 2013. – 50 с.

6 Деева А.И. Инвестиции. - М., 2004.

7 Карапетян И.Г., Шапиро И.М.. Справочник по проектированию электрических сетей. - М: НЦ ЭНАС, 2005. – 309 с.

Жакупов Алмас Аусыдыкович

Валиева Лариса Шакимовна

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБАЛАРДА ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМІН ОРЫНДАУ

5B071800-Электр энергетикасы мамандығының студенттеріне арналған
әдістемелік нұсқаулықтар

Редактор Ж. Н. Изтелеуова

Стандарттау бойынша маман Молдабекова Н.К.

Басуға __.__.__. қол қойылады
Таралымы 100 дана.
Көлемі 2.0 есептік-баспа табак

Пішімі 60x84 1/16
Баспаханалық қағаз №1
Тапсырыс __.Бағасы 1000 т.

«Алматы энергетика және байланыс университеті»
коммерциялық емес акционерлік қоғамының
көшірмелі – көбейткіш бюросы
050013, Алматы, Байтұрсынұлы көшесі, 126