



БУЙРУК ПРИКАЗ

№ _____

Бишкек шаары

Электр энергияны 0,4-6-10-20-35-110-220-500 килловольт электр тармактары аркылуу берүүдө, бөлүштүрүүдө жана алууда-сатуудагы учурундагы технологиялык жоготууларды негиздөө жана эсептөө боюнча нускамасын бекитүү жөнүндө

Кыргыз Республикасынын 2025-жылдын 4-июну № 319 “Мамлекеттик органдардын укуктук мүнөзгө ээ актыларын кабыл алуу тартиби жөнүндө” токтомуна ылайык, буйрук кылам:

1. Электр энергияны 0,4-6-10-20-35-110-220-500 килловольт электр тармактары аркылуу берүүдө, бөлүштүрүүдө жана алууда-сатуудагы учурундагы технологиялык жоготууларды негиздөө жана эсептөө боюнча нускамасы тиркемеге ылайык бекитилсин.

2. Адам ресурстары жана иш кагаздарын жүргүзүү башкармалыгы ушул буйрукту каттоо жөнүндө өзүнчө журналда каттоосун жүргүзсүн жана “Электрондук документ жүгүртүүнүн мамлекеттик системасы” автоматташтырылган маалымат системасына киргизсин.

3. Электр энергетика башкармалыгы:

- ушул буйрукту Кыргыз Республикасынын Энергетика министрлигинин расмий веб-сайтына мамлекеттик жана расмий тилдерде катталган күндөн тартып үч жумуш күндүн ичинде жарыяласын;

- ушул буйруктун электрондук версиясын Кыргыз Республикасынын Юстиция министрлигине электрондук документ жүгүртүү системасы аркылуу катталган күндөн тартып жети жумушчу күндүн ичинде Укук маалыматтарынын борбордоштурулган банкына киргизүү үчүн жөнөтсүн.

4. Бул буйруктун аткарылышын көзөмөлдөө электр энергетика башкармалыгына жүктөлсүн.



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

**Об утверждении Инструкции по расчету и обоснованию нормативов
технологических потерь электроэнергии при ее передаче,
распределении и купле-продаже по электрическим сетям
0,4-10-20-35-110-220-500 килвольт**

В соответствии с постановлением Кабинета Министров Кыргызской Республики «О порядке принятия актов государственных органов, обладающих правовым характером» от 4 июня 2025 года № 319, приказываю:

1. Утвердить Инструкцию по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче, распределении и купле-продаже по электрическим сетям 0,4-10-20-35-110-220-500 килвольт согласно приложению.

2. Управлению человеческих ресурсов и делопроизводства произвести регистрацию настоящего приказа в отдельном журнале о регистрации актов и внести в автоматизированную систему «Государственная система электронного документооборота».

3. Управлению электроэнергетики:

- в течение трех дней со дня регистрации настоящего приказа разместить настоящий приказ на государственном и официальном языках на официальном веб-сайте Министерства энергетики Кыргызской Республики;

- в течение семи рабочих дней со дня регистрации настоящего приказа направить электронную версию через систему электронного документооборота в Министерство юстиции Кыргызской Республики для включения в Централизованный банк данных правовой информации.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на Управление электроэнергетики.

Министр

Т.Ө. Ибраев

Тиркеме

Кыргыз Республикасынын энергетика
министрлигинин

2025-ж. “___”-_____

№ _____
буйругуна

Электр энергияны 0,4-6-10-20-35-110-220-500 кВ электр тармактары аркылуу берүүдө, бөлүштүрүүдө жана алууда-сатуудагы учурундагы технологиялык жоготууларды негиздөө жана эсептөө боюнча нускама

1-глава. Жалпы жоболор

1. Бул нускама электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын чендөөлөрүн эсептөө жана негиздөө жана аларды электр тармактар ишканаларынын электр тармактарында (ЭТИ) азайтуу боюнча иштерди уюштуруу максатында иштелип чыккан.

2. Бул нускамалар 0,4-10-20-35-110-220-500 кВ электр тармактарында жөнгө салуу эсептик мезгили электр энергиясынын ченемдик технологиялык жоготууларын эсептөө жана негиздөө иштерин жүргүзгөн кызматкерлерге арналган.

Электр энергиясын жөнгө салынуучу мезгил ичинде электр тармактары аркылуу берүүдө учурундагы технологиялык жоготуулар жалпы жонунан да, чыңалуу деңгээлдери боюнча да бөлүнүп да эсептелет:

- жогорку чыңалууда – 110 кВ жана андан жогору (ЖЧ);
- орточо биринчи чыңалууда – 35 кВ (ОЧ1);
- орточо экинчи чыңалууда – 6-10 кВ (ОЧ2);
- төмөн чыңалууда – 0,4 кВ жана андан төмөн (ТЧ).

3. Электр тармактары боюнча электр энергиясын берүүдө, бөлүштүрүүдө жана сатып алууда-сатууда анын технологиялык жоготууларын эсептөө 0,4-6-10-20-35-110-220-500 кВ атайын компьютердик программаларды колдонуу мүмкүн болот.

2-глава. Электр тармактары боюнча электр энергиясын берүүдө технологиялык жоготуулардын түзүмү

4. Электр энергиясын электр тармактары боюнча берүүдө технологиялык жоготуулар (мындан ары – ТЖ) электр энергиясын берүүдө чубалгылардын жана жабдуулардын техникалык мүнөздөмөлөрүнө жана



иштөө тартибине ылайык болгон физикалык процесстер менен шартталган электр тармактарынын чубалгыларындагы жана жабдууларындагы техникалык жоготууларды көмөкчордондордун өздүк муктаждыктарына электр энергиясын сарптоону жана электр энергиясын эсепке алуу тутумунунда жол берилген кемчиликтери менен шартталган жоготууларды өзүнө камтыйт.

Электр тарамдары боюнча электр энергиясын берүүдө электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын чендөөлөрүн аныктоо максатында электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын көлөмү (саны) базалык мезгилде электр тарамдары боюнча аны берүүдө электр энергиясынын технологиялык жоготууларын эсептөөнүн ыкмасына ылайык эсептелет (ушул Нускаманын 1-тиркемеси).

5. Электр энергиясын электр тармактары аркылуу берүүдө боюнча пайда болгон техникалык жоготуулар шарттуу-туруктуу жоготуулар жана жүктөмдүк жоготуулар болуп экиге бөлүнөт. Шарттуу-туруктуу жоготуулар - бул жүктүн (берилген кубаттуулуктун) көлөмүнө көз каранды эмес жоготуулар, ал эми жүктөмдүк жоготуулар – берилген кубаттуулуктун көлөмүнө жараша өзгөрүп туруучу жоготуулар болуп эсептелет.

6. Эсепке алуу тутумунун жол берилген каталары менен шартталган жоготуулар ушул Нускаманын 1-тиркемесине ылайык аныкталат.

7. Электр энергиясынын өздүк керектөөлөрүнө сарпталышы эсептөө алеттерине ылайык аныкталат. Электр энергиясын өз керектөөлөрүнө чыгымдоо элементтеринин номенклатурасы ушул Нускаманын 2-тиркемесинде келтирилген.

3-глава. Электр тармактары боюнча электр энергиясын берүүдө технологиялык жоготууларды ченемдөөнүн жалпы принциптери

8. Электр тармактары боюнча электр энергиясын берүүдө технологиялык жоготуулар негизги (эсептөө жылынан мурунку отчеттук жылы) жана жөнгө салынуучу мезгилдерге (жылга) электр энергиясынын балансынын иш жүзүндөгү жана болжолдуу көрсөткүчтөрү боюнча эсептелет.

9. Жөнгө салынуучу мезгилге электр тармактары боюнча берүүдө электр энергиясынын технологиялык жоготуусу негизги мезгил үчүн ТЖнун эсептик маанисине жана негизги жана жөнгө салынуучу мезгил үчүн электр энергиясынын балансынын көрсөткүчтөрүнө жараша аныкталат.

10. Электр тармактарынын ишканаларынын электр тармактары боюнча электр энергиясын берүүдө технологиялык жоготуулар түзүүчүлөрү боюнча өз-өзүнчө эсептелет: шарттуу-туруктуу, жүктөлүштүн жана жоготуу, эсепке алуу тутумунун жол берилген каталыктары менен шартталган жоготуулар.

11. Жөнгө салынуучу мезгилге электр энергиясынын шарттуу туруктуу жоготуулары негизги мезгил үчүн алардын эсептөөлөрүнүн жыйынтыгы боюнча кабыл алынат жана жөнгө салынуучу мезгилге жабдуулардын курамынын өзгөрүшүнө ылайык оңдолот.

12. Жөнгө салынуучу мезгилге энергия компаниясынын (ЭК) электр тармактары боюнча берүүдө электр энергиясынын жүктөлүш жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{н.Р} = \Delta W_{н.Б} \cdot \left(\frac{W_{ос.Р}}{W_{ос.Б}} \right)^2, \quad (1)$$

бул жерде $\Delta W_{н.Б}$, $\Delta W_{н.Р}$ -тиешелүү түрдө негизги жана жөнгө салынуучу мезгил үчүн электр энергиясынын жүктөлүш жоготуулары;

$W_{ос.Б}$, $W_{ос.Р}$, - электр энергиясынын тармакка тийиштүүлүгүнө жараша негизги жана жөнгө салынуучу мезгилдерде келип түшүүсү.

13. Негизги мезгилдин жүктөлүш жоготууларын эсептөөдө эсепке алынбаган жөнгө салынуучу мезгилде тармактык жабдууларды тейлөөгө кабыл алынган учурда мындай жабдууларда электр энергиясынын жүктөлүш жоготуулары жөнгө салынуучу мезгилге кошумча эсептелет. Негизги мезгилдин жүктөлүш жоготууларын эсептөөдө эске алынган жөнгө салынуучу мезгилде тармактык жабдууларды бузуу учурунда, жөнгө салынуучу мезгилдеги мындай жабдуулардагы жүктөлүш жоготуулары эсептөөлөрдөн алынып салынат.

14. Жөнгө салынуучу мезгилге электр энергиясын эсепке алуу тутумунун жол берилген каталары менен шартталган электр энергиясынын жоготуусу төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{погр.Р} = \frac{\Delta W_{погр.Б, \%} \cdot W_{ос.Р}}{100}, \quad (2)$$

бул жерде $\Delta W_{погр.Б, \%}$ - салыштырмалуу бирдиктерде негизги мезгилде электр энергиясын эсептөө тутумунун жол берилген каталары менен шартталган электр энергиясынын жоготуусу (эсептөө ыкмасы ушул Нускаманын 1-тиркемесинде келтирилген).

15. Электр тармактарынын ЭК ишканалары аркылуу электр энергиясын берүүдө пайда болгон технологиялык жоготуулар жөнгө салынуучу мезгил үчүн абсолюттук мааниси ($\Delta W_{ТПЭ.Р}$) боюнча төмөнкүдөй аныкталат:

$$\Delta W_{ТПЭ.Р} = \Delta W_{у-п.Р} + \Delta W_{н.Р} + \Delta W_{погр.Р}, \quad (3)$$

бул жерде $\Delta W_{у-п.Р}$ - жөнгө салынуучу мезгилде электр энергиясынын шарттуу- туруктуу жоготуулары.

16. Электр тармактары боюнча электр энергиясын берүүдө техникалык жоготуулардын ченеми (мындан ары – ТЖЧ) жалпы РЭТтин электр тармагы боюнча пайыз менен аныкталат жана төмөнкү формула боюнча эсептелет:

$$\Delta W_{\text{ТПЭ.Р}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ.Р}}}{W_{\text{ОС.Р}}} \cdot 100, \quad (4)$$

бул жерде $W_{\text{ОС.Р}}$ - жөнгө салынуучу мезгилде ЭК тармагына электр энергиясынын келиши.

17. Электр тармактарындагы электр энергиясынын техникалык жоготууларын жалпы жана чыңалуу деңгээли боюнча аныктоо төмөнкүдөй тартипте ишке ашырылат:

Негизги мезгилде:

- тармактын чыңалуусунун ар бир деңгээлинде тармакка электр энергиясынын келиши аныкталат (чектеш чыңалуу тармагынан электр энергиясын кабыл алууну эске алуу менен);
- электр энергиясынын шарттуу -туруктуу жоготуулары жалпысынан жана чыңалуу деңгээли менен аныкталат;
- электр энергиясынын жүктөлүш жоготуулары жалпысынан жана чыңалуу деңгээли менен аныкталат;
- жалпысынан жана чыңалуунун деңгээли боюнча электр энергиясын эсепке алуу тутумунун жол берилген катарлары менен шартталган электр энергиясынын жоготуусу аныкталат.

Жөндөөчү мезгилде:

- тармактын чыңалуусунун ар бир деңгээлинде тармакка электр энергиясынын киришинин болжолдуу мааниси аныкталат (чектеш чыңалуу тармагынан электр энергиясын кабыл алууну эске алуу менен);
- чыңалуу деңгээли боюнча электр энергиясынын жүктөлүш жоготуулары (1) формуласына ылайык аныкталат;
- электр энергиясынын жүктөлүш жоготуулары жалпысынан чыңалуу деңгээли боюнча электр энергиясынын жүктөлүш жоготууларынын суммасы катары аныкталат;
- электр энергиясынын шарттуу - туруктуу жоготуулары 10-пунктка ылайык жана чыңалуунун деңгээли боюнча кабыл алынат;
- электр энергиясын эсептөө тутумунун жол берилген катарлары менен шартталган электр энергиясынын жоготуусу (2) формуласына ылайык аныкталат жана 1-тиркеменин IV бөлүмүнө ылайык чыңалуу деңгээли боюнча бөлүштүрүлөт;
- электр энергиясынын технологиялык жоготуулары жалпы формулага (3) жана чыңалуу деңгээлине ылайык аныкталат.

4-глава. Негиздөөчү иш кагаздарды тариздөөгө жана курамына талаптар

18. Негиздөөчү иш кагаздар өзүнчө китеп кылып топтолот жана төмөнкүлөрдү камтыйт: жөнгө салуу мезгилинде электр энергиясынын техникалык жоготууларынын ченемдеринин маанилерин негиздөө менен түшүндүрмө кат, жөнгө салынуучу жана негизги мезгилдерге ТЖ жана ТЖЧ эсептөөнүн натыйжалары.

19. Негиздөөчү материалдардын курамына электр энергиясынын баланстары жана жоготуулары, ошондой эле ЭК электр тармактарынын башка көрсөткүчтөрү жөнүндө маалыматтар кирет (ушул Нускаманын 3, 4, 5-тиркемелери):

Негизги мезгил үчүн:

- электр тармактары боюнча жалпы электр энергиясынын балансынын көрсөткүчтөрү (1-тиркеме 3, 4, 5-тизмеги);
- чыңалуу деңгээлдери боюнча электр энергиясынын балансынын түзүмү (2-тиркеме тизмеги 3, 4, 5);
- электр энергиянын агымынын түзүмү (3-тиркеме 3, 4, 5-таблицалар);
- электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын түзүмү (4-тиркеме тизмеги 3, 4, 5);
- жоготууларды азайтуу программасы (5-таблица тиркемелер 3, 4, 5);
- чыңалуу деңгээлдери боюнча жыйынтык электр энергиясынын балансы (6-тиркеме тизмеги 3, 4, 5);
- трансформаторлордун саны жана орнотулган кубаттуулугу (7-тиркеме 3, 4, 5-таблицалар);
- реактивдүү кубаттуулукту компенсациялоочу түзүлүштөрдүн саны жана кубаттуулугу (8-тиркеме 3, 4, 5-таблицалар);
- электр берүүнүн аба жана кабелдик чубалгыларынын жана өтмөк зымдардын узундугу (чынжыр боюнча) (9-тиркемедеги 3, 4, 5-таблицалар).

Жөнгө салынуучу мезгил үчүн:

- электр тармактары боюнча жалпы электр энергиясынын балансынын көрсөткүчтөрү (1-тиркеме 3, 4, 5-таблицалар);
- чыңалуу деңгээлдери боюнча электр балансынын түзүмү (2а-таблица 3, 4, 5 тиркемелер);
- электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын түзүмү (4а-таблица 3, 4, 5-тиркемелер);
- жоготууларды азайтуу программасы (5-таблица тиркемелер 3, 4, 5);
- чыңалуу деңгээлдери боюнча жыйынтык электр энергиясынын балансы (6-тиркеме 3, 4, 5-таблицалар);
- трансформаторлордун саны жана орнотулган кубаттуулугу (7-тиркеме 3, 4, 5-таблицалар);

- реактивдүү кубаттуулукту компенсациялоочу түзүлүштөрдүн саны жана кубаттуулугу (8-тиркеме 3, 4, 5-таблицаалар);

- электр берүүнүн аба жана кабелдик чубалгыларынын жана өтмөк зымдарынын узундугу (чынжыр боюнча) (9-тиркемедеги 3, 4, 5-таблицаалар).

20. Жоготууларды эсептөө боюнча программалык комплекстер ушул Нускамада белгиленген жоготууларды эсептөө ыкмаларында негизделет жана шайкештик сертификатына ээ болот.

21. Түшүндүрмө катта электр тармактарындагы электр энергиясынын технологиялык жоготууларын эсептөөнүн пайдаланылуучу программалары жөнүндө маалыматтар (программанын аталышы, иштеп чыгуучунун аталышы, колдонулуп жаткан түрүнүн катарсаны жана иштелип чыккан жылы, шайкештик сертификатынын көчүрмөсү ж.б.) көрсөтүлөт.

1-тиркеме

**Электр тармактары боюнча
электр энергиясын берүүдө
техникалык жоготуулардын
ченемдерин эсептөө жана
негиздөө боюнча нускамага**

§ 1. Электр энергиясын электр тармактары аркылуу берүү учурундагы технологиялык жоготууларды негизги мезгилде эсептөө ыкмасы

1. Шарттуу- туруктуу жоготууларды эсептөө ыкмалары (жүктөлүшкө көз каранды эмес)

1) Шарттуу- туруктуу жоготууларга төмөнкүлөр кирет:

- күч трансформаторлорунун (автотрансформаторлордун) курулай иштөөдөгү жоготуулары;

- 110 кВ жана андан жогору аба чубалгыларындагы (мындан ары – АЧ) таажылануудагы жоготуулар;

- синхрондуу компенсаторлордо, статикалык конденсаторлордун батареяларында, статикалык тиристордук компенсаторлордо, сагактоочу реакторлордо (мындан ары – СР) жоготуулар;

- көмөкчордондордун бөлүштүрүүчү түзүлүштөрүнүн бириктирүүчү зымдарындагы жана чогултма өтмөктөгү жоготуулар (мындан ары (КЧТЗЖ) ;

- электр энергиясын эсептөө тутумунда (агын трансформаторлорунда (мындан ары – АТ), чыңалуу трансформаторлорунда (мындан ары – ЧТ), эсептегичтерде жана туташтыруучу зымдарда) жоготуулар;

- сарпжапкычтуу дүрмөтсүздөндүргүч, ашыкча чыңалууну чектегичтерде жоготуулар;

- жогорку жыштыктагы байланышты кошуу түзүлүштөрүндөгү (мындан ары - байланыш ЖЖ) жоготуулар;

- кабелдерди каптамалоодогу жоготуулар;

- АЧ зым чынылары боюнча агымдардын жоготуулары;

- көмөкчордондордун (мындан ары-ӨК) өздүк муктаждыктарына электр энергиясын сарптоо;

- муз эритүү үчүн электр энергиясын керектөө.

2) Күч трансформаторунда (автотрансформатордо) курулай иштеген электр энергиясынын жоготуусу (мындан ары – КИ) ΔP_x курулай иштеген кубаттуулугунун жоготуусу жабдуунун күбөнаамалык маалыматтарында келтирилген жоготуунун негизинде төмөнкү формула менен аныкталат:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad \text{кВт.ч}, \quad (1)$$

бул жерде T_{pi} - трансформатордун (автотрансформатордун) i -м иш тартибинде иштеген сааттарынын саны, с;

U_i - трансформатордун (автотрансформатордун) жогорку тарабындагы i -м иш тартибиндеги чыналуу, кВ;

$U_{чен}$ - трансформатордун (автотрансформатордун) жогорку оромунун ченемдик чондугунун чыңалуусу, кВ.

Трансформатордогу (автотрансформатордогу) чыналуу электротехниканын мыйзамдарына ылайык өлчөөлөрдүн жардамы менен же тармактын белгиленген иш тартибин эсептөө менен аныкталат.

Күч трансформаторлору (автотрансформаторлор) үчүн трансформаторлордун (автотрансформаторлордун) күбөнаамалык маалыматтарын белгилөөдө даярдоочу заводдордо колдонулуучу ыкмалар менен бул жоготууларды өлчөө жолу менен алардын техникалык абалын жана иштөө мөөнөтүн эске алуу менен курулай иштөөдөгү (КИ) кубаттуулугунун жоготууларын аныктоого жол берилет. Мында негиздөөчү материалдарга белгиленген тартипте расмий күбөлөндүрүлгөн КИ кубаттуулугунун жоготууларын өлчөө протоколдорун киргизүү максатка ылайыктуу.

Сагактоочу реактордогу (СР) электр энергиясынын жоготуусу жабдуунун күбөнаамалык маалыматтарында берилген ΔP_p кубаттуулугунун жоготуусунун негизинде (1) формула боюнча аныкталат. 1-таблицанын маалыматтарынын негизинде СРдогу жоготууларды аныктоого жол берилет. Көмөкчордондордун бөлүштүрүүчү түзүлүштөрүнүн чогултуучу өтмөктөрүндөгү электр энергиясынын жоготуулары 1-таблицанын маалыматтарынын негизинде аныкталат.

1-таблица

Сагактоо реакторлорундагы (СР) электр энергиясынын жоготуусу жана кошулуучу зымдарда жана чогултуучу өтмөктөрдө көмөкчордондордун бөлүштүрүүчү түзүлүштөрүндө (КЧТЗЖ)

Жабдуунуун түрү	Чыңалуудагы электр энергиясынын салыштырма жоготуулары, кВ						
	6	10		35	110	220	500
СР, миң. кВт.с/ МВ.А жылына	84	84		36	32	29	20
КЧТЗЖ, миң. кВт.с КЧ жылына	1,3	1,3		3	11	31	41,5
Эскертүү- Таблицада келтирилген жоготуу маанилери 365 күндүн саны менен жылга туура келет. Секирик жылы жоготууларды эсептөөдө $k = 366/365$ коэффициенти колдонулат.							

ТП 6-10/0,4 кВ бөлүштүрүүчү түзүлмөлөрдүн бириктирүүчү зымдарында жана чогултма өтмөктөрүндө электр энергиясынын жоготуусу эсептелбейт.

Эгерде электр энергиясынын ченемдик технологиялык жоготууларын аныктоодо көмөкчордондордун өтмөкzymдарында электр энергиясынын жоготуулары эсептелсе, бөлүштүрүүчү түзүлүштөрдүн туташтыруучу зымдарында жана чогултулуучу өтмөктөрүндө электр энергиясынын жоготуулары эсептелбейт.

4) Синхрондуу компенсатордо (мындан ары - СК) же СК иш тарбинен которулган генератордо электр энергиясынын жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{\text{ск}} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{\text{ном}} \cdot T_p, \text{ кВт.ч,} \quad (2)$$

бул жерде β_Q - базалык мезгилдеги СКнын максималдуу жүктөө коэффициенти;

$\Delta P_{\text{чен}}$ - күбөнаамалык маалыматтарга ылайык СК чектелген чоңдукта жүктөө иш тарбинде кубаттуулукту жоготуу, кВт.

2-таблицанын маалыматтарынын негизинде СКдагы жоготууларды аныктоого жол берилет.

Синхрондуу компенсаторлордо электр энергиясынын жоготуулары

Жабдуулардын түрү	Электр энергиясынын жоготуусу, миң кВт.с жылына, СК кубаттуулуктун чектелген чоңдугунда, МВА								
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260

Эскертүү:

1. Таблицада көрсөтүлгөндөн айырмаланган СК кубаттуулуктунда электр энергиясынын жоготуулары сызыктуу интерполяция менен аныкталат.
2. Таблицада келтирилген жоготуу маанилери 365 күндүн саны менен жылга туура келет. Секирик жылы жоготууларды эсептөөдө = $366/365$ коэффициенти колдонулат.

5) Статикалык компенсациялоочу түзүлмөлөрдө (КТ) – статикалык конденсаторлордун (мындан ары - БК) батареяларында жана статикалык тиристордук компенсаторлордо (мындан ары - СТК) электр энергиясынын жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{KV} = \Delta P_{KV} S_{KV} T_p, \text{ кВт.ч,} \quad (3)$$

бул жерде ΔP_{KT} - КТ, кВт/квар күбөнаамалык маалыматтарына ылайык кубаттуулуктун салыштырма жоготуулары;

S_{KT} - КТ нун кубаттуулугу (СТК үчүн сыйымдуулук боюнча кабыл алынат), квар.

Жабдуулардын күбөнаамалык маалыматтары жок болгон учурда ΔP_{KT} мааниси БК үчүн - 0,003 кВт/кварга, СТК үчүн - 0,006 кВт/кварга барабар деп кабыл алынат.

6) Сарпжапкычтуу дүрмөтсүздөндүргүчтөрдө, ашыкча чыңалууларды чектегичтерде, ЖЖ байланыш кошуучу түзүлүштөрдө, чыңалууну өлчөөчү трансформаторлордо, 0,22–0,66 кВ электр эсептегичтерде электр энергиясынын жоготуулары жабдууларды жасаган заводдордун маалыматтарына ылайык кабыл алынат. Даярдоочу заводдун маалыматтары жок болгон учурда эсептик жоготуулар 3-таблицага ылайык кабыл алынат.

Сарпжапкычтуу дүрмөтсүздөндүргүчтөрдө(СД), ашыкча чыңалууларды чектегичтерде (АЧЧ), агын(АТ) жана чыңалууну өлчөөчү трансформаторлордо(ЧТ) жана ЖЖ байланыш кошуучу түзүлүштөрдө электр энергиясынын жоготуулары(ЖЖКТ)

Чыңалуунун түрү, кВ	Электр энергиясынын жоготуусу, миң кВт.с жылына , жабдуулардын түрлөрү боюнча				
	Сд	АЧЧ	АТ	ЧТ	ЖЖКТ
6	0,009	0,001	0,06	1,54	0,01
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24

Эскертүү:

1. ЖЖКТ электр энергиясынын жоготуулары бир фазага, калган жабдуулар үчүн - үч фазага берилет.
2. Үч бир фазалуу ЧТ жоготуулар бир үч фазалуу ЧТда бирдей жоготуу катары кабыл алынат.
3. 0,4 кВ чыңалуудагы электр энергиясынын АТ жоготуусу 0,05 миң кВт. с/жылына барабар деп кабыл алынат.
4. Таблицада келтирилген жоготуу маанилери 365 күндүн саны менен жылга туура келет. Секирик жылы жоготууларды эсептөөдө = 366/365 коэффициенти колдонулат.
5. АТ жана ЧТ электр энергиясынын жоготуусун өлчөө комплекстеринин курамына кирген эсептегичтердеги жоготууларды камтыйт.

0,22-0,66 кВ түз электр эсептегичтериндеги электр энергиясынын жоготуусу төмөнкү маалыматтарга, кВт ылайык кабыл алынат, жылына бир эсептегичке:

- бир фазалуу, индукциялык – 18,4;
- үч фазалуу, индукциялык-92,0;
- бир фазалуу, электрондук – 21,9;
- үч фазалуу, электрондук-73,6.

7) Электр энергиясынын тажылануу жоготуусу 4-таблицада келтирилген кубаттуулуктун салыштырма жоготуулары жөнүндө жана эсептик мезгил ичинде аба ырайынын түрлөрүнүн узактыгы жөнүндө маалыматтардын негизинде аныкталат. Мында жакшы аба ырайы мезгилине (таажылануунун жоготуусун эсептөө максатында) нымдуулугу 100% дан аз болгон аба ырайы жана муз тоңуу; нымдуу аба ырайы мезгилине – жамгыр, нымдуу кар, туман кирет.

4-таблица

Таажыланууда болуучу салыштырмалуу кубаттуулуктун жоготуусу

АЧ чыңалуусу, түркүктүн түрү, саны жана фазадагы зымдын калыңдыгы	Фазадагы зымдардын кесилиштеринин туундусу, мм	Таажыланууда болуучу салыштырмалуу кубаттуулуктун жоготуусу, кВт/км, аба ырайынын түрлөрүндө			
		жакшы	кургак кар	нымдуу	суук
500-3x400	1200	2,4	9,1	30,2	
500-8x300	2400	0,1	0,5	1,5	
200БТ -1x300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220БТ/2-1x300	300	0,3	1,4	5,0	15,4
220ТКТ-1x300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220ТКТ/2-1x300	300	0,4	1,8	6,7	20,5
220-3x500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
110БТ-1x120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110БТ/2-1x120	120	0,008	0,025	0,13	0,47
110ТКТ-1x120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110ТКТ/2-1x120	120	0,01	0,035	0,17	0,61

Эскертүүлөр

- 1.220-3x500-АЧ-220кВ варианты, 500 кВ өлчөмүндө курулган.
2. 220/2-1x300, 110/2-1x120 варианттары эки чынжырлуу АЧга туура келет. Бардык учурларда жоготуулар бир чынжырлууга эсептелет.
3. "БТ" жана "ТКТ" индекстери болот жана темир-куйма таш түркүктөрдү билдирет
4. Жыгач түркүктөгү чубалгылар үчүн, таблицада берилген маалыматтарды болот түркүктөрдөгү чубалгылар үчүн колдонот.

Эсептик мезгил ичинде аба ырайынын түрлөрүнүн узактыгы жөнүндө маалыматтар жок болгон учурда таажылануу электр энергиясынын жоготуусу чубалгынын жайгашкан регионуна жараша 5-таблица боюнча аныкталат.

5-таблица

Таажыланууга кеткен электроэнергиянын салыштырмалуу жылдык жоготуулары

АЧ чыңалуусу, кВ, Күнү жана фазадагы зымдын калыңдыгы	Таажыланууга кеткен электроэнергиянын салыштырмалуу жылдык жоготуулары, миң кВт.с/км жылына, аймагында						
	1	2	3	4	5	6	7
500-3х400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8х300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
220ст-1х300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1х300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1х300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1х300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
220-3х500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
110ст-1х120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1х120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1х120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1х120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74
Эскертүүлөр 1. 4 жана 5-таблицада келтирилген жоготуу маанилери 365 күндүн санына туура келет. Секирик жылы жоготууларды эсептөөдө = 366/365 коэффициенти колдонулат. 2. Жыгач түркүктөрдөгү чубалгылар үчүн, таблицада берилген маалыматтарды болот түркүктөгү чубалгылар үчүн колдонот.							

4 жана 5, 6-таблицада берилген кесилиштерден айырмаланган тилкелердеги электр энергиясынын таажылануу жоготуусун эсептөөдө 4 жана 5, 6-таблицада берилген маанилери F_t/F_f катышына көбөйтүлөт, мында F_t -4 жана 5, 6-таблицада көрсөтүлгөндөй, фазадагы зымдардын кесилиштеринин туундусу; F_f -чубалгынын зымдарынын иш жүзүндөгү кесилиши.

6-таблица

АЧ 110-220-500кВ таажылануу боюнча салыштырмалуу жоготуулары

Аймак	Бийиктик	АЧ чыңалуусу										
		500кВ							200кВ	110 кВ		
		AC-3x300/39	AC-3x300/67	AC-3x400/18	AC-3x400/93	AC-3x500/26	AC-3x500/64	AC-3x500/336	AC-300/39	AC-95/16	AC-120/19	AC-150/24
Кырдагы	500	16,068	15,426	13,671	10,739	10,038	9,604	6,062	3,002	0,179	0,144	0,115
	1000	21,322	20,527	18,318	14,534	13,615	13,043	8,309	4,044	0,245	0,197	0,158
	1500	26,998	26,039	23,346	18,649	17,495	16,775	10,753	5,172	0,316	0,254	0,204
	2000	32,738	31,602	28,395	22,760	21,369	20,499	13,193	6,300	0,386	0,311	0,250
	2500	39,309	37,968	34,172	27,467	25,806	24,765	15,999	7,589	0,467	0,377	0,302
	3000	46,187	44,614	40,164	32,317	30,373	29,156	18,888	8,920	0,550	0,444	0,357
	3500	54,846	52,974	47,692	38,398	36,099	34,659	22,508	10,588	0,653	0,528	0,426
Тоо этегиндеги	500	10,558	10,057	8,736	6,667	6,195	5,905	3,639	1,885	0,107	0,086	0,069
	1000	12,683	12,107	10,577	8,146	7,584	7,239	4,505	2,293	0,132	0,106	0,086
	1500	13,309	12,696	11,077	8,520	7,931	7,570	4,715	2,398	0,138	0,111	0,090
	2000	14,030	13,366	11,622	8,906	8,286	7,907	4,927	2,509	0,144	0,116	0,094
	2500	14,695	13,973	12,098	9,228	8,580	8,184	5,106	2,602	0,148	0,121	0,099
	3000	15,281	14,482	12,438	9,397	8,724	8,315	5,186	2,657	0,151	0,123	0,101
	3500	15,464	14,576	12,352	9,172	8,489	8,079	5,019	2,608	0,146	0,120	0,100

Чубалгынын жумушчу чыңалуусунун таажылануу жоготууларына тийгизген таасири 4 жана 5, 6-таблицаарда берилген маалыматтарды тиешелүү коэффициентке көбөйтүү жолу менен эсепке алынат, ал төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$K_{U_{\text{кор}}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}}, \quad (4)$$

бул жерде $U_{\text{отн}}$ - чубалгынын жумушчу чыңалуусунун анын чектелген чоңдугуна болгон катышы.

(4) формуласы боюнча аныкталган коэффициенттин терс мааниси болгон учурда (төмөнкү жумушчу чыңалууда) коэффициенттин мааниси нөлгө барабар болот.

8. Аба чубалгыларынын зым чынылары боюнча агып кетүүчү агындардан болгон жоготуулар 7-таблицада алынган салыштырма кубат жоготууларынын жана эсептик мезгил ичинде аба ырайынын түрлөрүнүн узактыгы жөнүндө маалыматтардын негизинде аныкталат.

Агындардын агып чыгуусуна тийгизген таасири боюнча аба ырайынын түрлөрү 3 топко бириктирилет: 1 – топ – нымдуулугу 90% дан аз болгон жакшы аба ырайы, кургак кар, үшүк, муз; 2 – топ-жамгыр, нымдуу кар, шүүдүрүм, нымдуулугу 90% жана андан жогору болгон жакшы аба ырайы; 3-топ-туман.

7- таблица

АЧ зым чынылары боюнча агып чыккан агындардан келип чыккан кубаттуулуктун салыштырмалуу жоготуулары

Аба ырайынын тобу	АЧ зым чынылары боюнча агып чыккан агындардан келип чыккан кубаттуулуктун салыштырмалуу жоготуулары, кВт/км, АЧ чыңалуусу, кВ						
	6	10	35	110	220	500	
1	0,011	0,017	0,035	0,055	0,069	0,156	
2	0,094	0,153	0,324	0,510	0,637	1,440	
3	0,154	0,255	0,543	0,850	1,061	2,400	

Аба-ырайынын ар кандай шарттарынын узактыгы жөнүндө маалыматтар жок болгон учурда, АЧ зым чынылары боюнча агып чыккан агындардан электр энергиясынын жылдык жоготуулары 8-таблицанын маалыматтары боюнча кабыл алынат.

8- таблица

**Агып чыккан агындардын электр энергиясынын салыштырмалуу
жылдык жоготуусу АЧ зым чынылары үчүн**

Көрсөткүч	Агып чыккан агындардын электр энергиясынын салыштырмалуу жылдык жоготуусу АЧ зым чынылары үчүн, миң.кВтс/км, чыңалуусу, кВ					
Учен	6	10	35	110	220	500
Салыштырмалуу жоготуу	0,027	0,044	0,092	0,92	1,47	4,18
Эскертүү. Таблицада келтирилген жоготуу маанилери 365 күндүн саны менен жылга туура келет. Секирик жылы жоготууларды эсептөөдө = 366/365 коэффициенти колдонулат.						

9. Муз эритүүдө электр энергиясынын сарпталышы муз эритүүчү түзүлмөлөрдө орнотулган эсептөө алеттеринин негизинде аныкталат. Мындай эсепке алуу алеттери жок болгон учурда аба чубалгысынын жайгашкан аймагына жараша 9-таблицанын маалыматтарын пайдаланууга жол берилет.

9-таблица

Муз эритүү боюнча электр энергиясынын салыштырма жоготуусу

Фазадагы зымдардын саны жана кесилиштери, мм ²	Фазадагы зымдардын кесилиштеринин туундусу, мм ²	Муз эритүү боюнча электр энергиясынын салыштырма жоготуусу, миң.кВт.с/км жылына, муз эрүүнүн аймагында			
		1	2	3	4
4x600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8x300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3x500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5x240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3x400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2x400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2x300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1x330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1x300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1x240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1x185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1x150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1x120	120	0,027	0,037	0,046	0,054



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

1х95 жана төмөн	95	0,024	0,031	0,038	0,044
Эскертүүлөр: 1. Салыштырмалуу сарптоо үч фазага эсептелген. 2. Таблицада келтирилген сарптоонун мааниси 365 күндүн саны менен жылга туура келет. Секирик жылы сарптоону эсептөөдө = $366/365$ коэффициенти колдонулат.					

10. Электр кабелдерин каптамасындагы электр энергиясынын жоготуулары жабдууларды чыгарган заводдордун маалыматтарына ылайык кабыл алынат. Даярдоочу заводдун маалыматтары жок болгон учурда эсептик жоготуулар 10-таблицага ылайык кабыл алынат.

10- таблица

Кабелдердин каптамасындагы электр энергиясынын салыштырма жоготуулары

Кесилиши, мм ²	Кабелдердин каптамасындагы электр энергиясынын салыштырма жоготуулары,миң.кВтс/км жылга, чектелген чоңдуктун чыңалууда,кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	—	—	—	—
16	0,17	0,37	—	—	—	—
25	0,26	0,55	1,18	—	—	—
35	0,29	0,68	1,32	—	—	—
50	0,33	0,75	1,52	—	—	—
70	0,42	0,86	1,72	4,04	—	—
95	0,55	0,99	1,92	4,45	—	—
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	—
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	—
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	—
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	—
300	—	—	—	—	35,2	80,0
400	—	—	—	—	37,4	90,0
500	—	—	—	—	44,4	100,0
625	—	—	—	—	49,3	108,0
800	—	—	—	—	58,2	120,0
Эскертүү. Таблицада келтирилген жоготуу маанилери 365 күндүн саны менен жылга туура келет. Секирик жылы жоготууларды эсептөөдө = 366/365 коэффициенти колдонулат.						

11. Өздүк керектөөнүн трансформаторлорунун (мындан ары - ӨКТ) жогорку тарабына орнотулган эсептөө алеттердин негизинде көмөкчордондордун жеке керектөөсүнө кеткен электр энергиясынын чыгымы аныкталат. Эсептөө алетин ӨКТдун төмөн жагына орнотууда ушул Нускамага ылайык эсептелген ӨКТда электр энергиясынын жоготуусу эсептегичтин көрсөткүчүнө кошулат.

ӨК КЧ 10(6)/0,4 кВ электр энергиясын эсептөө алеттери жок болгон учурда электр энергиясынын салыштырма чыгымы (кВт.с / кВ. а) энергетикалык изилдөөнүн натыйжалары боюнча аныкталат.

§ 2. Трансформаторлордун (автотрансформаторлордун) чубалгыларынын, өтмөкзымдарынын, оромдорунун активдүү каршылыктарын эсептөө

12. АЧ активдүү каршылыгы жабдуунун күбөнааманын маалыматтарына ылайык формула боюнча аныкталат:

$$R_{\text{вл}} = r_0^{20} \cdot L \cdot (1 + 0,004 \cdot (\theta - 20)) / n_{\text{ц}}, \text{ ом}, \quad (5)$$

бул жерде r_0^{20} - 1км зымга анын температурасы 20 °С , Ом/км болгон активдүү каршылык;

L – чубалгынын узундугу, км;

θ - негизги мезгилдеги зымдын орточо температурасы, °С ;

$n_{\text{ц}}$ – бирдей жарыш чынжырлардын саны, даана.

(5) формулада орточо жүктөм электр агынын экономикалык тыгыздыгынан төмөн болгон учурда, зымдын температурасы шамалдын (аба ырайынын) температурасына болжол менен барабар деп алынат.

Зымдын температурасы жөнүндө маалымат жок болсо, ал 20 °С барабар деп кабыл алынат.

13. КЧнын Активдүү каршылыгы формуланын күбөнаамалык маалыматтарына ылайык аныкталат:

$$R_{\text{кл}} = r_0 \cdot L / n_{\text{ц}}, \text{ Ом}, \quad (6)$$

бул жерде r_0 - 1км кабелге салыштырмалуу активдүү каршылык, Ом / км;

L – кабелдин узундугу, км;

$n_{\text{ц}}$ - бирдей жарыш чынжырлардын саны, даана.

14. Өтмөкзымдын Активдүү каршылыгы формула боюнча аныкталат:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S} \cdot [1 + k_{\text{и,с}} \cdot (\theta - 20)] , \text{ Ом} \quad (7)$$

бул жерде ρ - өтмөкzymдын салыштырмалуу каршылыгы, Ом.мм²/м;
 l – өтмөкzymдын узундугу, м;
 s – өтмөкzymдын кесилиши, мм²;
 $k_{и,с}$ - каршылыктын өзгөрүүсүнүн температуралык коэффициенттери (жез жана алюминий $k_{и,с} = 0,004$);
 θ - базалык мезгилдеги орточо температура, мында өтмөкzymдын каршылыгы аныкталат, °С.

Өтмөкzymдын температурасы жөнүндө маалыматтар жок болсо, ал 20 °С барабар деп кабыл алынат.

Эгерде өтмөкzymдын күбөнаамалык маалыматтарында өтмөкzymдын 1 кминдеги салыштырма активдүү каршылыктын мааниси көрсөтүлсө, анда активдүү каршылык өтмөкzymдын салыштырма активдүү каршылыгынын маанилеринин жана узундугунун көбөйтүндүсү менен аныкталат.

15. Эки оромолуу үч фазалуу трансформатордун активдүү каршылыгы жабдуулардын күбөнаамалык маалыматтарына ылайык формула боюнча аныкталат:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{Вном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу,} \quad (8)$$

Бул жерде $\Delta P_{кз}$ – кыска туташуу кубаттуулугун жоготуусу, кВт;

$U_{В чен}$ - жогорку оромдун ченемдик чыңалуусу, кВ;

$S_{ном}$ - үч фазалуу трансформатордун чектелген чондугунун кубаттуулугу, МВА.

Үч фазалуу топту түзгөн эки оромдуу бир фазалуу трансформаторлордо активдүү каршылык формула боюнча аныкталат:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{Вном}^2}{3^2 \cdot S_{ном тр}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу,} \quad (9)$$

Бул жерде $S_{ном тр}$ –бир фазалуу эки оромдуу трансформатордун чектелген чондугунун кубаттуулугу, МВА

16. Үч оромдуу үч фазалуу трансформатордун (автотрансформатордун) жогорку, орто жана төмөнкү чыңалуудагы оромдордун бирдей кубаттуулуктары бирдей болгондо, активдүү каршылыктары жабдуунун күбөнаамалык маалыматтарына ылайык формула боюнча аныкталат:

$$\begin{aligned}
R_{TB} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot (\Delta P_{K3\ B-H} + \Delta P_{K3\ B-C} - \Delta P_{K3\ C-H}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\
R_{TC} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot (\Delta P_{K3\ B-C} + \Delta P_{K3\ C-H} - \Delta P_{K3\ B-H}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\
R_{TH} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot (\Delta P_{K3\ B-H} + \Delta P_{K3\ C-H} - \Delta P_{K3\ B-C}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом},
\end{aligned} \tag{10}$$

$\Delta P_{K3\ B-C}$, $\Delta P_{K3\ B-H}$, $\Delta P_{K3\ C-H}$ - жуп оромдор үчүн кыска туташуу кубаттуулугун жоготуулары, кВт;

$S_{\text{ЧЕН}}$ - үч оромдуу үч фазалуу трансформатордун чектелген чондугунун кубаттуулугу, МВА.

Ар кандай чектелген чондуктагы кубаттуулуктагы оромдору бар үч оромдуу үч фазалуу трансформатордун активдүү каршылыктары жабдуунун күбөнаамалык маалыматтарына ылайык формула боюнча аныкталат:

$$\begin{aligned}
R_{TB} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot \left(\frac{\Delta P_{K3\ B-H}}{\alpha^2} + \Delta P_{K3\ B-C} - \frac{\Delta P_{K3\ C-H}}{\alpha^2} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\
R_{TC} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot \left(\Delta P_{K3\ B-C} + \frac{\Delta P_{K3\ C-H}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{K3\ B-H}}{\alpha^2} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\
R_{TH} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot \left(\frac{\Delta P_{K3\ B-H}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{K3\ C-H}}{\alpha^2} - \Delta P_{K3\ B-C} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом},
\end{aligned} \tag{11}$$

α - ар кандай чектелген чондуктуу кубаттуулуктагы оромдуу трансформаторлор үчүн кыска туташуу жоготууларын жогорку чыңалуудагы оромдун кубаттуулугуна келтирүүнү эске алган коэффициент:

$$\alpha = 1 - \frac{U_{C\text{НОМ}}}{U_{B\text{НОМ}}}, \text{ о.е.}, \tag{12}$$

$U_{B\text{НОМ}}$, $U_{C\text{НОМ}}$ – жогорку жана орто оромдордун чектелген чондуктагы чыңалуусу, кВ.

Эгерде жабдуулардын күбөнаамалык маалыматтары кыска туташуудагы жоготуулардын үч маанисинин бирин камтыса, анда активдүү каршылыктарды эсептөө 11-таблицага берилген оромдордун чектелген чондуктагы кубаттуулуктарынын катышы менен аныкталган пропорцияларда алмаштыруу түзмөсүнүн бутактары боюнча андан ары бөлүү менен "тешип өтмө активдүү каршылыкты" пайдалануу менен аткарылат.

Өтмө активдүү каршылык төмөнкү формула менен аныкталат:

$$R_{\text{СКВ}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом} \quad (13)$$

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ - жогорку чыңалуудагы оромдордун чектелген чоңдуктагы жүктөмдөгү кыска туташуу жоготуулары, кВт.

11- таблица

Үч оромдуу трансформатордун кубаттуулугу жана активдүү каршылыгынын катышы

Трансформатордун оромдорунун кубаттуулугу чектелген чоңдукка карата, %			Активный каршылык, Ом		
S_B	S_C	S_H	$R_{T\ B}$	$R_{T\ C}$	$R_{T\ H}$
100	100	100	$0,5R_{\text{СКВ}}$	$0,5R_{\text{СКВ}}$	$0,5R_{\text{СКВ}}$
100	67	100	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,75 R_{\text{СКВ}}$	$0,5 R_{\text{СКВ}}$
100	100	67	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,75 R_{\text{СКВ}}$
100	67	67	$0,55 R_{\text{СКВ}}$	$0,82 R_{\text{СКВ}}$	$0,82 R_{\text{СКВ}}$
100	100	50	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$R_{\text{СКВ}}$
100	50	50	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$R_{\text{СКВ}}$	$R_{\text{СКВ}}$
100	100	33	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$1,5 R_{\text{СКВ}}$

17. Үч фазалуу топту түзгөн үч оромдуу бир фазалуу трансформаторлордун активдүү каршылыктары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{3^2 \cdot S_{\text{НОМТР}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу} \quad (14)$$

бул жерде $S_{\text{ЧЕН ТР}}$ – топтогу, үч оромдуу бир фазалуу трансформатордун чектелген чоңдуктагы кубаттуулугу, МВА.

18. Чачыратып ажыратылган оромдуу трансформатордун активдүү каршылыгы күбөнаамалык маалыматтарына ылайык ар бир ором үчүн өзүнчө төмөнкү формула менен аныкталат:

$$R_{T\ B} = \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \frac{U_{\text{ВНОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad (15)$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2 \cdot R_{TB}.$$

§ 3. Электр энергиясынын жүктөм жоготууларын эсептөө ыкмалары

19. Электр энергиясынын жүктөм жоготууларына төмөкү жоготуулар кирет:

- аба жана кабелдик чубалгылардын;
- трансформаторлордун (автотрансформаторлор);
- өтмөкzymдардын;
- агындарды чектөө реакторлордун.

§4. Электр тармактарынын айрым элементтеринде электр энергиясынын жүктөм жоготууларын эсептөө ыкмалары

20. Электр тармактарынын ар бир элементинде электр энергиясынын жүктөм жоготууларын маалыматтык камсыздоого жараша эки ыкманын бири менен эсептөөгө болот (ыкмалар эсептөөнүн алынган жыйынтыктарынын тактыгын төмөндөтүү тартибинде берилген):

- 1) ыкчам эсептешүүлөр;
- 2) орточо жүктөмдөрдүн.

§5. Ыкчам эсептөө ыкмасы

21. АЧ, КЧ, өтмөкzymдарда же эки оромдуу трансформатордо электр энергиясынын жүктөм жоготуулары негизги мезгил ичинде төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{Hj} = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^M (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3} = R \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j \right) \cdot 10^3 \quad (16)$$

, кВт.ч,

бул жерде

R – АЧ, КЧ, өтмөкzymдарда же эки оромдуу трансформаторлордун активтүү каршылыгы, Ом;

I_j – АЧ, КЧ, өтмөкzymдын же эки оромдуу трансформатордун агын жүктөлүшү убакыт аралыгында өзгөрүлбөс Δt_j болуп кабыл алынат, А;

P_j, Q_j – АЧ, КЧ, өтмөкzymдын же эки оромдуу трансформатордун активдүү жана реактивдүү кубаттуулугунун тиешелүү түрдө өзгөрүлбөгөн убакыт интервалында Δt_j кабыл алынган маанилери МВт, Мвар;

U_j – АЧ, КЧ, өтмөкzymдар же эки оромдуу трансформатордогу өзгөрүлгүс интервалда Δt_j кабыл алынган чыңалуунун мааниси, кВ;

Δt_j - каршылык көрсөткөн тармак элементинин жүктөмү болгон убакыт аралыгы өзгөрүүсүз кабыл алынат;

M - негизги мезгилде убакыт аралыктарынын саны Δt_j .

Негизги мезгил үчүн автотрансформатордогу (үч оромдуу трансформатордогу) электр энергиясынын жүктөм жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{нтрj} = \sum_{j=1}^M 3 \cdot (I_{AT(TP)Bj}^2 \cdot R_{AT(TP)B} + I_{AT(TP)Cj}^2 \cdot R_{AT(TP)C} + I_{AT(TP)Hj}^2 \cdot R_{AT(TP)H}) \cdot \Delta t_j \cdot 10^{-3} =$$

$$\sum_{j=1}^M \left(\frac{P_{AT(TP)Bj}^2 + Q_{AT(TP)Bj}^2}{U_{AT(TP)Bj}^2} \cdot R_{AT(TP)B} + \frac{P_{AT(TP)Cj}^2 + Q_{AT(TP)Cj}^2}{U_{AT(TP)Cj}^2} \cdot R_{AT(TP)C} + \right. , \text{ кВт.ч,} \quad (17)$$

$$\left. + \frac{P_{AT(TP)Hj}^2 + Q_{AT(TP)Hj}^2}{U_{AT(TP)Hj}^2} \cdot R_{AT(TP)H} \right) \cdot \Delta t_j \cdot 10^3$$

бул жерде $P_{AT(TP) Bj}, P_{AT(TP) Cj}, P_{AT(TP) Hj}, Q_{AT(TP) Bj}, Q_{AT(TP) Cj}, Q_{AT(TP) Hj}, I_{AT(TP) Bj}, I_{AT(TP) Cj}, I_{AT(TP) Hj}$ – Δt_i интервалында өзгөрбөйт деп алынган автотрансформатордун(үч оромдуу трансформатордун) оромдорундагы активдүү жана реактивдүү кубаттуулуктардын, агын жүктөмдөрдүн мааниси тиешелүүлүгүнө жараша МВт, Мвар, менен өлчөнөт;

$U_{AT(TP) Bj}, U_{AT(TP) Cj}, U_{AT(TP) Hj}$ –жогорку, орто жана ылдыйкы автотрансформатордун (үч оромдуу трансформатор) оромдорунда чыңалуунун маанилери, Δt_j интервалына кабыл алган убакыт өзгөрбөйт, кВ;

$R_{AT(TP)B}, R_{AT(TP)C}, R_{AT(TP)H}$ –автотрансформатордун оромунун(үч оромдуу трансформатор) активдүү каршылыгы, Ом.

Эсептөө мезгили T нин ар бир убакыт интервалында Δt_i автотрансформаторлордун төмөнкү чыңалуу тарабы боюнча өлчөөлөр жок болгон учурда, электр энергиясынын жоготууларын жогорку жана орто чыңалуу оромдорунун мааламаттары боюнча эсептөөгө жол берилет.

Негизги мезгилдеги агынды чектөөчү реактордогу электр энергиясынын жүктөм жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{\text{нТОР}} = 3 \cdot \Delta P_{\text{нТОР}} \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{I_j}{I_{\text{н}}} \right)^2 \cdot \Delta t_j, \text{ кВт.ч}, \quad (18)$$

бул жерде $\Delta P_{\text{нТОР}}$ – реактордун фазасындагы активдүү кубаттуулукту жоготуунун мааниси, анын чектелген чоңдуктагы агынында, кВт;

$I_{\text{н}}$ – чектелген чоңдуктагы агындын мааниси, А;

I_j – иреттик интервалда Δt_i кабыл алынган жумушчу агындын мааниси өзгөрүлбөйт, А.

§ 6. Орто жүктөмдөрдүн ыкмасы

22. АЧ, КЧ, өтмөксымдарда же эки оромдуу трансформатордо электр энергиясынын жүктөм жоготуулары негизги мезгил ичинде төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{к}} \cdot \Delta P_{\text{ср}} \cdot T \cdot k_{\text{ф}}^2, \text{ кВт.ч}, \quad (19)$$

бул жерде $\Delta P_{\text{ср}}$ – АЧ, КЧ, өтмөксымдарында же эки оромдуу трансформатордо негизги мезгил үчүн орточо жүктөм болгон учурда кВт кубаттуулуктун жоготуусу (22) формула боюнча аныкталат;

$k_{\text{ф}}^2$ – негизги мезгил үчүн графиктин формасынын коэффициентинин квадраты, с.б.;

$k_{\text{к}}$ – Активдүү жана реактивдүү жүктөмдөрдүн графиктеринин конфигурацияларынын айырмасын эске алуучу коэффициент (0,99 га барабар кабыл алынат), с.б.;

T – негизги мезгилдеги сааттын саны, с.

Графиктин формасынын коэффициенти төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \text{ с.б.}, \quad (20)$$

бул жерде k_3 – графиктин толтуруу коэффициенти төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\text{max}} T} = \frac{T_{\text{max}}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \text{ с.б.}, \quad (21)$$

Бул жерде $W_0 - T$ мезгили ичинде электр тармагына түшкөн электр энергиясынын көлөмү, кВт.ч;

$T_{\max}$ – Тармактагы эң жогорку жүктөмдү пайдалануу убактысынын сааттык узактыгы.

Жүктөм графигинин толтуруу коэффициенти жөнүндө маалыматтар жок болгон учурда, $k_3 = 0,5$ колдонууга жол берилет.

Негизги мезгилдеги орточо жүктөмдөр үчүн АЧ, КЧ, өтмөксымдарда же эки оромдуу трансформатордо кубаттуунун жүктөм жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{cp}^2} \cdot R = \frac{P_{cp}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{cp}^2} \cdot R \cdot 10^3, \text{ кВт}, \quad (22)$$

бул жерде P_{op} , Q_{op} – Т негизги мезгилде активдүү жана реактивдүү кубаттуулуктардын орточо маанилери, МВт, Мвар;

$\operatorname{tg} \varphi$ – реактивдик кубаттуулуктун коэффициенти, с.б;

U_{cp} – негизги мезгилде элементтин орточо чыңалуусу Т, кВ;

I_{cp} – агындын жүктөмүнүн орточо мааниси, А, (23) формула менен аныкталат;

R – АЧ, КЧ, өтмөксымдын же эки оромдуу трансформатордун активдүү каршылыгы, Ом.

Ортонку жүктөм төмөнкү формула менен аныкталат:

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T}, \text{ кВт};$$

$$I_{cp} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot T \cdot \cos \varphi}, \text{ А}, \quad (23)$$

бул жерде W_T – негизги мезгилдеги түйүндүн электр энергиясы т, кВт.ч.

Негизги мезгил үчүн автотрансформатордогу (үч оромдуу трансформатордогу) электр энергиясынын жүктөм жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{\text{НАТ(ТР)}} = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \text{ кВт.ч}, \quad (24)$$

бул жерде P_{op} – негизги мезгил үчүн орточо жүктөмдө автотрансформатордогу (үч оромдуу трансформатордогу) кубаттуулуктун жоготуусу (25) формула боюнча аныкталат.

Графиктин форма коэффициенти төмөнкү формулалар боюнча аныкталат (20-21).

Автотрансформаторлордогу (үч оромдуу трансформаторлордогу) негизги мезгил үчүн орточо жүктөмдөгү кубаттуулуктун жүктөм жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{нАТ(ТР)}} &= 3 \cdot (I_{\text{CP AT(TP)B}}^2 \cdot R_{\text{AT(TP)B}} + I_{\text{CP AT(TP)C}}^2 \cdot R_{\text{AT(TP)C}} + I_{\text{CP AT(TP)H}}^2 \cdot R_{\text{AT(TP)H}}) \cdot 10^{-3} = \\ &= \left(\frac{P_{\text{CP AT(TP)B}}^2 + Q_{\text{CP AT(TP)B}}^2}{U_{\text{CP AT(TP)B}}^2} \cdot R_{\text{AT(TP)B}} + \frac{P_{\text{CP AT(TP)C}}^2 + Q_{\text{CP AT(TP)C}}^2}{U_{\text{CP AT(TP)C}}^2} \cdot R_{\text{AT(TP)C}} + \right. \\ &+ \left. \frac{P_{\text{CP AT(TP)H}}^2 + Q_{\text{CP AT(TP)H}}^2}{U_{\text{CP AT(TP)H}}^2} \cdot R_{\text{AT(TP)H}} \right) \cdot 10^3 = \left(\frac{P_{\text{CP AT(TP)B}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{CP AT(TP)B}}^2} \cdot R_{\text{AT(TP)B}} + \right. \\ &+ \left. \frac{P_{\text{CP AT(TP)C}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{CP AT(TP)C}}^2} \cdot R_{\text{AT(TP)C}} + \frac{P_{\text{CP AT(TP)H}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{CP AT(TP)H}}^2} \cdot R_{\text{AT(TP)H}} \right) \cdot 10^3 \end{aligned} \quad (25)$$

, кВт,

бул жерде $P_{\text{CP AT(TP)B}}$, $P_{\text{CP AT(TP)C}}$, $P_{\text{CP AT(TP)H}}$, $Q_{\text{CP AT(TP)B}}$, $Q_{\text{CP AT(TP)C}}$, $Q_{\text{CP AT(TP)H}}$, $I_{\text{CP AT(TP)B}}$, $I_{\text{CP AT(TP)C}}$, $I_{\text{CP AT(TP)H}}$ – негизги мезгил Т ичинде автотрансформатордун (үч оромдуу трансформатордун) оромдору боюнча активдүү жана реактивдүү кубаттуулуктардын, агын жүктөмдөрүнүн орточо маанилери, МВт, Мвар, А, тийиштүүлүгүнө жараша;

$U_{\text{CP AT(TP)B}}$, $U_{\text{CP AT(TP)C}}$, $U_{\text{CP AT(TP)H}}$ – автотрансформатордун (үч оромдуу трансформатордун) жогорку, орто жана төмөнкү оромдору боюнча Т негизги мезгилдеги чыңалуунун орточо мааниси, кВ;

$\text{tg} \varphi$ – реактивдүү кубатуулуктун коэффициенти. с.б.

$R_{\text{AT(TP)B}}$, $R_{\text{AT(TP)C}}$, $R_{\text{AT(TP)H}}$ – автотрансформатордун оромунун активдүү каршылыгы. Ом.

Орточо жүктөмдөр ар бир ором үчүн өзүнчө формула (23) менен аныкталат.

Негизги мезгил Т ичинде автотрансформаторлордун төмөнкү чыңалуу тарабында өлчөөлөр жок болгон учурда, электр энергиясынын жоготууларын жогорку жана орто чыңалуу оромдордун маалыматтары боюнча эсептөөгө жол берилет.

Негизги мезгилдеги Т орточо жумушчу агынды колдонуп, агынды чектөөчү реактордогу кубаттуулуктун жоготуулары:

$$\Delta W_{\text{нТОР}} = k_k \cdot \Delta P_{\text{нТОР ср}} \cdot T \cdot k_{\text{ф}}^2, \text{ кВт.ч}, \quad (26)$$

бул жерде $\Delta P_{\text{н ТОР ср}}$ – түйүндөрдүн негизги мезгил ичинде орточо жүктөмөрүндө агынды чектөөчү реактордогу кубаттуулук жоготуулары (27) формуласы боюнча аныкталат.

Графиктин формасынын коэффициенти (20,21) формулалар менен аныкталат.

Учурдагы чектөөчү реактордогу негизги мезгилдеги орточо жүктөмдөрдөгү кубаттуулук жоготуулары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta P_{\text{нТОР}} = 3 \cdot \Delta P_{\text{нТОР}} \cdot \left(\frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{н}}} \right)^2, \text{ кВт}, \quad (27)$$

бул жерде $I_{\text{ср}} - T, A$ негизги мезгилдеги орточо жумушчу агындын мааниси
Орточо жүктөм (23) формуласы боюнча аныкталат.

§ 7. Жалпысынан электр тармагында электр энергиясынын жүктөм жоготууларын эсептөө ыкмалары

23. Т саат (Д күн) үчүн электр тармагында электр энергиясынын жүктөм жоготуулары түзмөлөрдүн жана жүктөлүш тармактары жөнүндө колдо болгон маалыматтын көлөмүнө жараша төмөнкү беш ыкмаларынын бири менен эсептелиши мүмкүн (эсептөө тактыгын азайтуу максатында ыкмалар жайгашкан):

- 1) ыкчам эсептешүүлөр;
- 2) эсептешүү бир күн ичинде;
- 3) орто жүктөмдөр;
- 4) кубаттуулуктун эң чоң жоготуулары болгон сааттардын саны;
- 5) тармактын түзмөлөрү жана жүктөмдөрү жөнүндө жалпыланган маалыматтардын негизинде жоготууларды баалоо.

Электр энергиясынын жоготууларын эсептөө үчүн 1– 4 ыкмаларын пайдаланууда электр энергиясынын жоготуулары электротехниканын мыйзамдарына ылайык электр тармагынын элементтеринин өлчөөлөрүнүн же жүктөмлүштөрүнүн эсептөөлөрүнүн жардамы менен аныкталган тармактын берилген түзмөсүнүн жана анын элементтеринин жүктөлүштөрүнүн негизинде эсептелет.

2-4-ыкмалар боюнча электр энергиясынын жоготуусу ошол айга туура келген тармактын түзмөгүн эске алуу менен эсептешүү мезгилинин ар бир айы үчүн эсептелиши мүмкүн. Тармактардын түзмөлөрү өзгөрүлбөс катары каралышы мүмкүн болгон бир нече айды камтыган, эсептелген интервалдар үчүн жоготууларды эсептөөгө жол берилет. Негизги мезгилде электр энергиясынын жоготуулары негизги мезгилге кирген айлар (эсептөө аралыгы) үчүн эсептелген жоготуулардын жыйындысы катары аныкталат.

24. Ыкчам эсептөө ыкмасы электр энергиясынын жоготууларын төмөнкү формула боюнча эсептөөдөн турат:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.ч}, \quad (28)$$

бул жерде n - тармак элементтеринин саны;

Δt_{ij} - каршылык R_i күчү менен i тармактын элементинин учурдагы жүктөмү I_{ij} өзгөрүүсүз кабыл алынган убакыт аралыгы;

m - убакыт аралыктарынын саны.

Тармактын элементтеринин агын жүктөлүштөрү тескемердик ведомосттордун, ыкчам өлчөө жыйнактарынын жана электр энергиясын эсептөөнүн автоматташтырылган тутумдарынын маалыматтарынын негизинде аныкталат.

25. Бир күндүн эсептөө ыкмасы электр энергиясынын жоготууларын төмөнкү формула боюнча эсептөөдөн турат:

$$\Delta W_{nj} = k_{\text{л}} k_{\text{ф.м}}^2 \Delta W_{\text{сут}} D_{\text{экв}j}, \text{ кВт.с}, \quad (29)$$

бул жерде $\Delta W_{\text{сут}}$ - $W_{\text{ср.сут}}$ эсептик айдагы бир күн ичиндеги электр энергиясынын жоготуулары- бул тармака тармакка электр энергиясынын орточо бир күндүк келип түшүүсү менен түйүндөрдөгү жүктөм графиктеринин конфигурациясы көзөмөл өлчөөлөргө ылайык келген шарттагы жоготуулар, кВт.с;

$k_{\text{л}}$ - АЧ арматурасындагы жоготуулардын таасирин эске алуучу жана 1,02гө барабар андан жогору чыңалуудагы чубалгылар үчүн 110кВ жана жогору жана 1,0 гө барабар кыйла ылдый чыңалуу үчүн кабыл алынган коэффициент;

$k_{\text{ф.м}}^2$ -- тармакка электр энергиясынын бир күндүк келип түшүүлөрүнүн графигинин форма коэффициентинин квадраты (көзөмөлдүк ченөөлөрдүн айындагы күндөрдүн санына барабар маанилеринин саны бар график);

$D_{\text{экв}j}$ - формула боюнча аныкталуучу j -м эсептик интервалдагы күндөрдүн эквиваленттүү саны:

$$D_{\text{экв}j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 D_{mi} / W_{\text{м.р}}^2, \quad (30)$$

бул жерде W_{mi} - электр энергиясынын келип түшкөнү i -м айдын ичинде, күндөрдүн саны D_{mi} болгондо, кВт.с;

$W_{\text{м.р}}$ - ошол эле, негизги айда, кВт.с;

N_j - эсептик интервалдагы j -м айлардын саны.

Бир ай үчүн электр энергиясынын жоготууларын эсептөөдө $D_{эж\ j} = D_{м\ i}$.

Эсептик бир күн ичинде электр энергиясынын жоготуусу $\Delta W_{сут}$ эсептешүүдөн ар бир сааттык интервалы үчүн эсептелген кубаттуулуктун жоготуусунун жыйындысы катары аныкталат.

Негизги мезгилдеги электр энергиясынын жоготуулары жылдын бардык эсептөө интервалдарындагы жоготуулардын суммасы катары аныкталат. Электр энергиясынын жылдык жоготууларын $\Delta W_{сут}$ көзөмөлдүк ченөөлөрдүн кышкы күнү үчүн эсептөөнүн негизинде аныктоого жол берилет, (30) $N_j = 12$ формуласында кабыл алуу менен.

Коэффициенти $k_{ф.м}^2$ төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$k_{ф.м}^2 = \sum_{i=1}^{D_{м}} W_i^2 / (W_{ср.сут}^2 D_{м}), \quad (31)$$

бул жерде W_i - айдын i -й күнүдө тармакка келип түшкөн электр энергиясы, кВт.с;

$D_{м}$ - бир айдагы күндүн саны.

Электр энергиясынын тармакка келип түшүүсү жөнүндө маалыматтар жок болгон учурда айдын ар бир күнү үчүн $k_{ф.м}^2$ коэффициенти төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$k_{ф.м}^2 = \frac{(D_p + k_w^2 D_{н.р}) D_{м}}{(D_p + k_w D_{н.р})^2}, \quad (32)$$

бул жерде $D_p, D_{н.р}$ - бир айдагы жумуш жана жумуш эмес күндөрдүн саны, ($D_{м} = D_p + D_{н.р}$);

k_w - орточо жумуш эмес жана орточо жумуш күндөрүндө керектелген энергия маанилеринин катышы $k_w = W_{н.р} / W_p$.

26. Орто жүктөлүштөрдүн ыкмасы электр энергиясынын жоготууларын төмөнкү формула боюнча эсептөө болуп саналат:

$$\Delta W_{н.ж} = k_{л} k_{к} \Delta P_{ср} T_j k_{ф}^2, \text{ кВт.ч}, \quad (33)$$

бул жерде $\Delta P_{ср}$ - эсептик интервал үчүн түйүндөрдүн орточо жүктөлүштөрүндө тармактагы кубаттуулук жоготуулары;

$k_{ф}^2$ - эсептелген интервалдагы тармактын жыйынды жүктөлүш графигинин форма коэффициентинин квадраты;

$k_{к}$ - тармактын ар кандай бутактарынын активдүү жана реактивдүү жүктөлүш графиктеринин конфигурациясынын айырмасын эске алган фактор;

T_j - j - эсептик интервалдын узактыгы, с

Эсептик интервал үчүн тармактын жүктөлүшүнүн жыйынтык графигинин формасынын коэффициенти төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{cp}^2 T), \quad (34)$$

бул жерде P_i - узактыгы Δt_i болгон графиктин i - баскычы үчүн жүктөмдүн мааниси, кВт;

m - эсептелген интервалдагы графиктин баскычтарынын саны;

P_{op} - эсептелген интервалдагы тармактын орточо жүктөлүшү, кВт

(33) k_k формуладагы коэффициент 0,99 га барабар деп кабыл алынат. 6-10 кВ тармактар жана 35 кВ радиалдык чубалгылар үчүн P_i жана P_{op} маанилеринин ордуна формулада (34) I_i жана I_{op} башкы участогунун агындын маанилери колдонулушу мүмкүн. Бул учурда, k_k коэффициенттин жалпы катышы 1,02 барабар кабыл алынат.

Эсептик интервалы үчүн графиктин формасынын коэффициентин төмөнкү формула боюнча аныктоого жол берилет:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot k_{\phi.N}^2, \quad (35)$$

бул жерде $k_{\phi.c}^2$ - (34) формуласы боюнча эсептелген көзөмөлдүк өлчөөлөрдүн бир күндүк графигинин формасынын коэффициентинин квадраты;

$k_{\phi.N}^2$ - ай ичинде тармакка келип түшкөн электр энергиясынын графигинин формасынын коэффициентинин квадраты (эсептик интервалдагы айлардын санына барабар маанилердин саны бар график), төмөнкү формула боюнча эсептелет:

$$k_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{cp.mec}^2), \quad (36)$$

бул жерде W_{mi} - эсептик интервалдагы i - ай үчүн тармакка келип түшкөн электр энергиясы, кВт.с;

$W_{cp.mec}$ - эсептик интервалдагы айлар боюнча тармакка келип түшкөн орточо айлык электр энергиясы, кВт.с .

Бир ай үчүн жоготууларды эсептөөдө $k_{\phi.N}^2 = 1$.

Жүктөлүш графиги жок болгон учурда, k_{ϕ}^2 мааниси төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (37)$$

k_3 тармагынын жыйынды жүктөлүш графигин толтуруу коэффициенти төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}, \quad (38)$$

бул жерде $W_o - T$ убагында электр энергиясынын тармакка келип түшүшү, кВт.с;

$T_{\max}$ – тармактардагы жогорку жүктөлүштү пайдалануу сааттарынын саны.

i - түйүндүн орточо жүктөлүшү төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$P_{cpi} = \frac{W_i}{T}, \text{ кВт}, \quad (39)$$

бул жерде $W_i - T$ кВт убакыттын ичинде i - түйүнүндөгү керектелген (өндүрүлгөн) электроэнергия, кВт.с.

27. Кубаттуулуктун эң көп жоготуулары болгон сааттардын саны ыкмасы боюнча электр энергиясынын жоготууларын эсептөө төмөнкү формула менен болот:

$$\Delta W_{nj} = k_l k_k \Delta P_{\max} T_j \tau_o, \text{ кВт.с}, \quad (40)$$

бул жерде $\Delta P_{\max}$ – тармактын эң көп жүктөлүш иш тартиби учурундагы кубаттуулук жоготуулары, кВт;

τ_o - эсептелген интервал үчүн тармактын жалпы жүктөлүшүнүн графиги боюнча аныкталган кубаттуулуктун эң чоң жоготуулары болгон сааттарынын салыштырмалуу саны.

Кубаттуулуктун эң чоң жоготуулары болгон сааттардын салыштырмалуу саны төмөнкү формула боюнча берилет:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\max}^2 T_j), \quad (41)$$

бул жерде $P_{\max}$ - эсептик интервалдагы m маанисинин эң көп P_i мааниси, кВт.

(40) формуладагы k_k коэффициент 1,03 кө барабар деп кабыл алынат. 6-10 кВ тармактар жана 35 кВ радиалдык чубалгылар үчүн формуладагы (41) жана P_i жана $P_{\max}$ маанилеринин ордуна башкы участогунун I_i жана $I_{\max}$ агындын маанилери колдонулушу мүмкүн. Бул учурда k_k коэффициент өлчөм 1,0 деп кабыл алынат.

Эсептик интервал үчүн кубаттуулуктун эң көп жоготуулары болгон салыштырма сааттар санын төмөнкү формула боюнча аныктоого жол берилет:

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N \quad (42)$$

бул жерде τ_c - көзөмөлдүк өлчөөлөрдүн бир күндүк графиги үчүн (41) формула боюнча эсептелген кубаттуулуктун эң көп жоготуулары болгон салыштырма сааттар саны.

τ_M жана τ_N маанилери формула боюнча эсептелет:

$$\tau_M = \frac{D_p + k_w^2 D_{н.р}}{D_M}; \quad (43)$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{м.р}^2), \quad (44)$$

бул жерде $W_{м.р}$ - электр энергиясынын тармакка эсептешүү айында келип түшүшү, кВт.

Бир айдагы жоготууларды эсептөөдө $\tau_N = 1$.

Жүктөлүш графиги жок болгон учурда τ_o мааниси төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}. \quad (45)$$

28. Тармактын түзмөлөрү жана жүктөлүштөрү боюнча жалпыланган маалыматтардын негизинде жоготууларды баалоо ыкмасы 0,4 кВ чыңалуудагы электр тармактарындагы электр энергиясынын жоготууларын эсептөө үчүн колдонулат.

0,4 кВ тармактагы жүктөлүштүк электр энергиясынын жоготуулары төмөнкү ыкмалар менен эсептелет:

- тармактын түзмөлөрү жана жүктөмдөрү боюнча жалпыланган маалыматтадан көз каранды болуусунун негизинде электр энергиясынын жоготууларын баалоо;
- чыңалуунун төмөндөшүнүн чоңдугуна жараша 0,4 кВ чубалгыларындагы электр энергиясынын жоготууларын эсептөө;
- электр тармактарынын түзмөсүн жана анын иш тартибинин параметрлерин колдонуу менен кубаттуулуктун жана электр энергиясын жоготуулардын элементтер боюнча эсептөө.

$F_{Г ср}$, мм² орточо башкы участокторунун кесилиши $F_{Г ср}$ болгон N даана 0,4кВ чубалгыларындагы, чубалгыларга келип түшкөн электр энергиясы $W_{0,4}$, жана узактыгы D күн болгон мезгил үчүн электр энергиясынын жоготуулары, тармактын түзмөлөрү жана жүктөлүштөрү (*) мм² боюнча жалпыланган маалыматтардан көз каранды болгон жоготууларды баалоо ыкмасынын негизинде төмөнкү формула боюнча эсептелет:

$$\Delta W = k_{0,4} \cdot \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \cdot \frac{(1 - d_n)^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot L_{эжв}}{F_{Г ср} \cdot D} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}, \text{ миң.кВт.с}, \quad (46)$$

бул жерде $L_{эжв}$ - чубалгылардын эквиваленттүү жыйынтык узундугу, км;

$\operatorname{tg} \varphi$ - реактивдүү кубаттуулуктун орточо коэффициенти;
 $k_{0,4}$ - чубалгынын узундугу боюнча жүктөлүштөрдү бөлүштүрүү мүнөзүн жана фазалык жүктөлүштүн бирдей эместигин эске алган коэффициент;

d_n - ТПдан 1-2 аралыктын ичинде керектелген электр энергиясынын көлөмү 0,4 кВ тармагына келип түшкөн жалпы электр энергиясына карата болгон үлүшү.

* Эскертүүлөр:

Жоготуулардын тармактын түзмөлөрү жана жүктөлүштөрү боюнча жалпыланган маалыматтардан көз каранды болуусунун негизинде электр энергиясынын жоготууларын баалоо ыкмасы 100 даанадан кем эмес ТП 6-10/0,4 кВ чыккан чубалгылардан же чубалгылардын жыйындысынан турган тармактардагы электр энергиясынын жоготууларын эсептөө үчүн колдонулушу мүмкүн. Төмөнкү көлөмдөгү электр тармактары үчүн колдонулат:

- электр тармагынын түзмөсүн жана анын иш тартибинин параметрлерин пайдалануу менен кубаттуулуктун жана электр энергиясынын жоготууларын элементтик эсептөө ыкмасы (21, 22-пункттар).

- чыңалуунун төмөндөшүнүн чоңдугуна жараша 0,4 кВ чубалгыларындагы электр энергиясынын жоготууларын эсептөө ыкмасы төмөнкү формулалар менен аныкталат (51-53)

N чубалгынын эквиваленттүү жыйынтык узундугу N (*) формуласы боюнча аныкталат:

$$L_{\text{ЭКВ}} = L_M + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \text{ км}, \quad (47)$$

бул жерде L_M - N магистралдык 0,4 кВ чубалгылардын жыйынтык узундугу, км;

L_{2-3} - эки фазалуу жана үч фазалуу бутактардын N чубалгылардын 0,4кВ жалпы узундугу, км;

L_1 - бир фазалуу бутактардын N чубалгылардын 0,4 кВ жалпы узундугу, км.

* Эскертүүлөр:

1. 0,4 кВ бир чубалгынын магистралын аныктоодо бөлүштүрүүчү трансформатордун өтмөгүнөн 0,4 кВ 6-10/0,4 кВ үч фазалуу же эки фазалуу чубалгыга туташтырылган эң алыскы керектөөчүгө чейинки эң көп аралык эсептелет.

2. Чубалгынын эквиваленттик узундугун аныктоодо көп квартиралуу турак үйлөрдүн жалпы үй мүлкүнө кирген электр тармактары (анын ичинде үй ичиндеги электр тармактары), ошондой эле баланстык таандыгынын (иштетип пайдалануу жоопкерчилиги) чегин түркүктө турса, турак үйлөргө бутак чубалгылары туташтырылбайт.

Магистралда же бутактарда алюминий, болот жана жез зымдар болгондо, формула (47) формуласына төмөнкү формула боюнча аныкталган чубалгылардын узундуктары коюлат:

$$L = L_a + 4 L_c + 0,6 L_{мед}, \text{ км}, \quad (48)$$

бул жерде L_a , L_c , $L_{мед}$ - алюминий, болот жана жез зымдардын узундугу, тиешелүүлүгүнө жараша, км.

$k_{0,4}$ коэффициенти төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$k_{0,4} = k_u (7,78 - 2,67d_p - 1,48d_p^2) \square (1,25 + 0,14 \square d_p), \quad (49)$$

бул жерде d_p - 0,4 кВ тармагына келип түшкөн жалпы энергияга карата калкка берилген энергиясынын үлүшү, с.б.;

k_u - 400/230 В чубалгысы үчүн 1 жана 220/127 В чубалгысы үчүн 3 алынган коэффициент.

Коэффициент $F_{г\text{ ср}}$ төмөнкү формула менен аныкталат:

$$F_{г\text{ ср}} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{гi} \cdot L_{гi}}{\sum_{i=1}^N L_{гi}}, \quad \text{мм}^2, \quad (50)$$

бул жерде $F_{гi}$ – i -чи чубалгынын баш бөлүгүнүн кесилиши, мм²;

$L_{гi}$ – i -чубалгынын баш бөлүгүнүн узундугу, км.

Графикти толтуруу коэффициенти жана (же) реактивдүү кубаттуулук коэффициенти жөнүндө маалыматтар жок болгон учурда $k_3 = 0,5$; $\text{tg } \varphi = 0,6$ кабыл алынат.

0,4 кВ чубалгыга келип түшкөн электр энергиясын эсептегичи жок болгондо анын мааниси 6-10 кВ тармакка берилген энергиядан, 6-10 кВ жабдуулардагы жоготууларды жана 6-10/0,4 кВ трансформатордук көмөкчордондорго (мындан ары – ТП) берилген энергияны, керектөөчүлөрдүн балансында турган ТП өтмөктөрүндө жана 0,4 кВ чубалгыга туташтырылган керектөөчүлөргө берилген энергияны алып салуу менен аныкталат.

Чыңалуунун төмөндөшүнүн чоңдугуна жараша 0,4 кВ чубалгыларда электр энергиясынын жоготууларын эсептөө ыкмасын ишке ашыруу үчүн ТП өтмөктөрүндөгү жана магистралдык чубалгынын электрдик алыскы чекитиндеги фазалык чыңалуулардын деңгээлин максималдуу жүктөлүш иш тартибинде өлчөө жүргүзүлөт. Ченөөлөрдүн маалыматтары боюнча 0,4 кВ ТП 6-10/0,4 кВ өтмөктөрдөгү орточо фазалык чыңалууга карата пайыз менен абсолюттук жана салыштырмалуу чыңалуу жоготуу чоңдугу (ΔU) аныкталат.

0,4 кВ чыңалуудагы чубалгыдагы электр энергиясынын жоготуулары (тармакка электр энергиясынын келип түшүүсүнөн%) төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{макс}}}, \quad (51)$$

бул жерде ΔU - тармактагы жүктөмдүн эң жогорку чегинде ТП нын өтмөктөрүнөн электрдик эң алыс жайгашкан электр кабыл алуучуга чейинки чыңалуунун жоготуусу, %

$K_{\text{нер}}$ - жүктөлүштөрдүн фазалар боюнча бирдей эмес бөлүштүрүлүшүн эске алган коэффициент.

Эгерде ТП өтмөктөрүндөгү фазалык чыңалуунун өлчөнгөн деңгээли ар кандай болсо, анда аныктоодо ТП өтмөктөрүндөгү чыңалуу ΔU өлчөнгөн үч чоңдуктун орточо арифметикалык мааниси катары кабыл алынат. Эгерде максималдуу жүктөлүш иш чарасындагы магистралдык чубалгынын электрдик алыскы чекитинде фазалык чыңалуу үч фазалык алгачта өлчөнсө жана бардык фазалык чыңалуулар алынса, анда өлчөнгөн үч маанинин минимуму эсептелет.

Коэффициент $K_{\text{нер}}$ төмөнкү формула менен аныкталат:

$$K_{\text{нер}} = 3 \frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{(I_a + I_b + I_c)^2} \cdot (1 + 1,5 \frac{R_H}{R_{\phi}}) - 1,5 \frac{R_H}{R_{\phi}}, \quad (52)$$

бул жерде I_a, I_b, I_c - фазалар боюнча өлчөнгөн агын жүктөлүштөрү;

R_H/R_{ϕ} - нөл жана фаза зымдарынын каршылык катышы.

Фазалык агын жүктөлүштөрү жөнүндө маалыматтар жок болгон учурда төмөнкүлөрдү кабыл алуу керек:

чубалгылар үчүн $R_H/R_{\phi} = 1$ $K_{\text{нер}} = 1,13$;

чубалгылар үчүн $R_H/R_{\phi} = 2$ $K_{\text{нер}} = 1,2$.

$\tau/T_{\text{макс}}$ катышы төмөнкү маалыматтарга ылайык кабыл алынат:

Тжогор с	2000	3000	4000	5000	6000
$\tau/T_{\text{жогор}}$	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

К 0,4 кВ чубалгыларында электр энергиясынын салыштырмалуу жоготуулары, %, төмөнкү формула менен аныкталат:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^K I_i}, \quad (53)$$

бул жерде $\Delta W_{\%}^i$ - (51) формула боюнча аныкталуучу i -чубалгыдагы электр энергиясынын салыштырмалуу жоготуулары;

I_i - электр i -чубалгысынын башкы бөлүгүнүн максималдуу жүктөлүшү.

0,4 кВ электр тармактарындагы электр энергиясынын жоготууларын так эсептөө зарыл болгондо жана баштапкы маалымат жетиштүү санда болгондо, ошондой эле 0,4 кВ айрым чубалгыларда электр энергиясынын жоготуусун эсептөөдө электр тармагынын түзмөгүн жана анын иш тартиптик параметрлерин (21, 22-пункттар) пайдалануу менен электр энергиясынын жана электр энергиясынын жоготууларын элементтик эсептөөнүн ыкмаларын колдонуу сунушталат.

Чыңалуунун төмөндөшүнүн чоңдугуна жараша 0,4 кВ чубалгылардагы электр энергиясынын жоготуусун эсептөөнү жана электр тармагынын түзмөгүн жана анын иш тартиптик параметрлерин пайдалануу менен электр энергиясынын жана электр энергиясынын жоготуусун элементтик эсептөөнү ТПнын жыйындылык санынын 20% дан кем эмеси 6- 10/0, 4 кВ иштеген 0,4 кВ бөлүштүрүүчү чубалгыларды кокустан тандап алуу боюнча жүргүзүүгө жол берилет, эгерде бул сан 100 даанадан ашса.

§ 8. Электр энергиясын эсепке алуу тутумунун жол берилген катачылыктары менен шартталган жоготууларды эсептөөнүн тартиби

Электр энергиясынын абсолюттук жоготуулары (миң кВт.с) электр энергиясын эсепке алуу тутумунун жол берилген каталары ($W_{\text{погр.Б}}$), формула боюнча негизги мезгил үчүн маалыматтарды эске алуу менен электр тармагы боюнча жалпысынан жол берилген электр энергиясынын тең салмаксыздыгынын чоңдугунун чектик мааниси катары аныкталат:

$$W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2}, \quad (54)$$

бул жерде δ_i (δ_j) - электр тармагы боюнча кабыл алынган (берилген) активдүү электр энергиясынын өлчөө каналындагы каталар, %;

W_i (W_j) - электр тармагы боюнча активдүү электр энергиясынын өлчөө каналдары менен белгиленген электр энергиясын кабыл алуу (берүү), миң кВт.с;

n -электр энергиясын кабыл алууну белгилөөчү эсептөө түйүндөрүнүн саны, даана.;

m - электр энергиясынын, анын ичинде ири керектөөчүлөргө кайтарымын каттаган эсепке алуу түйүндөрүнүн саны, даана.;

k_3 - үч фазалуу керектөөчүлөрдү эсепке алуу түйүндөрүнүн саны ("m" де эсепке алынган минус менен), даана.;

k_1 - бир фазалуу керектөөчүлөрдү эсепке алуу түйүндөрдүн саны («т»де эсепке алынган минус менен), даана.;

W_3 - үч фазалуу керектөөчүлөрдүн электр энергиясын керектөөсү («т» эсепке алынган минус), миң кВт.с;

W_1 - бир фазалуу керектөөчүлөрдүн электр энергиясын керектөөсү («т» эсепке алынган минус), миң кВт.с;

Негизги мезгилдеги электр тармактары үчүн электр энергиясын эсепке алуу тутумунун жол берилген каталыктары менен шартталган электр энергиясынын салыштырмалуу жоготуулары төмөнкүдөй болот:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{ос.Б}}}, \quad (55)$$

бул жерде $W_{\text{ос.Б}}$ - негизги мезгилде электр тармагы боюнча жалпы тармакка электр энергиясынын келип түшүүсү.

Активдүү электр энергиясынын өлчөөчү каналдын каталары төмөнкү формула боюнча аныкталат:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{тт}}^2 + \delta_{\text{тн}}^2 + \delta_{\text{л}}^2}, \quad (56)$$

бул жерде $\delta_{\text{эс}}$, $\delta_{\text{ат}}$, $\delta_{\text{чт}}$ - кадимки шарттарда эсептегичтердин, агын трансформаторлорунун, чыңалуу трансформаторлорунун негизги жол берилген каталары (тактык класстарынын мааниси боюнча кабыл алынат), %;

$\delta_{\text{л}}$ - эсептегичтерди ЧТге кошуу чубалгыларынадагы чыңалуунун жоготуусунун жол берилген чеги, %.

Электр энергиясын эсепке алуу тутумунун жол берилген каталары менен шартталган электр энергиясынын жоготуусу чыңалуунун деңгээли боюнча негизги, ошондой эле жөнгө салынуучу мезгилдердеги чыңалуунун деңгээли боюнча тармакка келип түшкөнүнө пропорционалдуу бөлүштүрүлөт.

Эгерде негизги жылда электр энергиясынын технологиялык жоготуулары электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготууларынан ашып кетсе, жөнгө салынуучу жылы эсептөө тутумунун жол берилген каталары менен шартталган электр энергиясынын жоготуусу нөлгө барабар деп кабыл алынат.

Көмөкчордондордун өз муктаждыктарына жумшалуучу электр энергиясынын көлөмүнүн элементтеринин номенклатурасы

Номенклатура төмөнкү максаттарга жумшалган электр энергиясын керектөөнү камтыйт:

- трансформаторлорду жана автотрансформаторлорду муздатуу;
- жайларды жылытуу, жарыктандыруу жана желдетүү (ЖБТ, ЫЧИТ аккумулятордук, компрессордук, өрт өчүрүүнүн соркыскычтыгы, синхрондуу компенсаторлордун көмөкчү түзүлүштөрүнүн имараты, өтмө);
- аймакты жарыктандыруу;
- топтогуч батареяларды дүрмөтөөчү жана кошумча дүрмөтөөчү түзүлмөсү;
- ыкчам чынжырларды жана башкаруу чынжырларын азыктандыруу (көмөкчордондордо өзгөрүлмө ыкчам агын менен);
- ЖБТС уячаларын (релелик коргоо жана автоматика аппаратуралары, эсептегичтер же ажыраткычтар менен) жана тышкы орнотмонун релелик шкафтарын жылытуу;
- майлуу өчүргүчтүн челегин жана иштеткичтерди жылытуу;
- бөлгүчтөрдүн жана кыска туташтыргычтардын иштеткичтерин жылытуу;
- ЖАЖС которулуучу түзүлүштөрүнүн кыймылдаткычтарын жана май челектерин жылытуу;
- ажыраткычтардын электркыймылдаткыч иштеткичтерин жылытуу;
- жылытылбаган жайларда электр эсептегичтерди жылытуу;
- агрегаттык шкафтардын жана аба өчүргүчтөрдүн башкаруу шкафтарын жылытуу;
- компрессорлорду азыктандыруу;
- аба чогулткучтарды жылытуу;
- синхрондуу компенсаторлордун көмөкчү түзүлүштөрү (май, циркуляциялык жана сарыктыргыч соркыскыч, тээктер, автоматика);
- байланыш жана телемеханиканы жабдууларын электр менен камсыздоо;
- иштетип пайдалануу учурунда көлөмү боюнча кичине оңдоо иштерин аткаруу;
- башкалар: сарыктыргыч соркыскыч, ЖАЖС түзүлмөсү, дистилляторлор, майда станоктор жана шаймандар ж. б.

Көмөкчордондордун өздүк керектөөлөрүнө электр энергиясын чыгымдоого ошондой эле электр кабылдагычтарга электр энергиясын сарптоо кирет, алардын болушу көмөкчордондордун жабдууларын иштетип пайдалануунун өзгөчөлүктөрү менен шартталган: башкаруу щитинин жайын желдетүү (ысык климаттык аймак), көмөкчордондун ачык бөлүгүндө (кар көп жааган аймактарда) жабдууну көздөй жолдорду жылытуу ж. б.

Көмөкчордондордун өздүк муктаждыктарынын электр кабылдагычтарынын курамына чарбалык муктаждыктарга электр энергиясын керектөөчүлөр киргизилбеши керек.

3-тиркеме

Электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын ченемдеринин маанисин негиздөөчү тизмектердин формалары

**(Үлгү)
1-таблица**

ЭИнын электр тармактары боюнча жалпы электр энергиясынын балансынын көрсөткүчтөрү

ЭТИнин аталышы

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталыштары	Өлчөө бирдиги	Жылдар боюнча көрсөткүчтүн сандык мааниси			
			Негизги эсептелүүчү жыл	Негизги жыл	Учурдагы жыл	Жөнгө салуучу жыл
1	2	3	4	5	6	7
1	Электр энергияны тармакка кабыл алуу (1-п. - 2-п.),* баардыгы	миң.кВт.с				
1.1	мунун ичинен ГК дан	миң.кВт.с				
1.2	ЖТУ тармагынан	миң.кВт.с				
1.3	ГК тармактарынан*	миң.кВт.с				
1.4	башкалар	миң.кВт.с				
1.5		миң.кВт.с				
2	Тармактан электр энергияны берүү*,баардыгы	миң.кВт.с				
2.1	Мунун ичинде ГК тармагынан	миң.кВт.с				
2.2	ЖТУ тармагынан*	миң.кВт.с				
2.3	ИЧК тармактарынан *	миң.кВт.с				



№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталыштары	Өлчөө бирдиги	Жылдар боюнча көрсөткүчтүн сандык мааниси			
			Негизги эсептелүүчү жыл	Негизги жыл	Учурдагы жыл	Жөнгө салуучу жыл
1	2	3	4	5	6	7
2.4	башкалар	миң.кВт.с				
3	Электр энергияны тармакка кабыл алуу (1-п. - 2-п.),*	миң.кВт.с				
4	Берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмү (саны), баардыгы	миң.кВт.с				
4.1	анын ичинде: электр энергиясын өндүрүштүк (чарбалык керектөөлөрдү эске алуу менен) керектөө	миң.кВт.с				
5	Электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары (3-п. - 4-п.)	миң.кВт.с				
5.1	Маалымдама: Тармакка электр энергиясынын келип түшүүсүнөн электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготууларынын пайызы(5-п./3-п.)	%				
6	Электр энергиясын берүүгө тарифте эске алынган электр энергиясынын жоготуулары, бардыгы болуп	миң.кВт.с				
		%				
6.1	анын ичинде ЖЧ тармагы боюнча	миң.кВт.с				
		%				
6.2	ОЧІ тармагында	миң.кВт.с				
		%				
6.3	ОЧІІ тармагында	миң.кВт.с				



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталыштары	Өлчөө бирдиги	Жылдар боюнча көрсөткүчтүн сандык мааниси			
			Негизги эсептелүүчү жыл	Негизги жыл	Учурдагы жыл	Жөнгө салуучу жыл
1	2	3	4	5	6	7
		%				
6.4	ТЧ тармагында	миң.кВт.с				
		%				
7	Электр энергиясынын ченемден ашыкча жоготуулары (5-п. - 6-п.)	миң.кВт.с				
		%				
7.1	Тармака келип түшкөн электр энергиясынын ченемден ашыкча жоготууларынын пайызы (7-пункт / 3-пункт)	%				
* Эскертүүлөр: 1. Тармакка электр энергиясын кабыл алуу башка (чектеш) тармактык уюмдардан жана электр энергиясын өндүрүүчүлөрдөн (кошулбаган чоңдук) электр тармагына түшкөн (жеткирилген) электр энергиясынын көлөмдөрүнүн суммасы катары аныкталат. 2. ЖТУ - жанаша тармактык уюм. 3. ГК-генерациялоочу компания. 4. Тармактан электр энергиясын берүү электр тармагынан башка чектеш тармактык уюмдарга жана электр энергиясын өндүрүүчүлөрдүн тармактарына берилген электр энергиясынын көлөмдөрүнүн суммасы катары аныкталат (берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмүн (санын) кошпогондо) (кошулбаган чоңдук). 5. УЭТ электр тармагына электр энергиясынын келиши (тармакка кириши) тармакка электр энергиясын кабыл алуу менен аны электр тармагынан берүүнүн ортосундагы айырма катары аныкталат.						

Колу

Атасынын аты жөнү.

Ээлеген кызматы



2- таблица

Негизги жылдагы чыңалуу деңгээли боюнча электрэнергиянын балансынын түзүмү

ЭТИ нин аталышы

кк	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			Баардыгы		500 кВ		220 кВ	110 кВ	35кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4		5		6	7	8	9	10
1.	Электр энергияны тармакка кабыл алуу, баардыгы	миң.кВт.с									
1.1.	мунун ичинен ГК дан	миң.кВт.с									
1.2	ЖТУ тармагынан	миң.кВт.с									
1.3	ГК тармагынан	миң.кВт.с									
1.4	башкалар	миң.кВт.с									
2.	Электр энергиясын тармактардан берүү, бардыгы	миң.кВт.с									
2.1	мунун ичинен ГК дан										
2.2	ЖТУ тармагынан	миң.кВт.с									
2.3	ГК тармагынан	миң.кВт.с									
2.4	башкалар	миң.кВт.с									
3.	Чектеш чыңалуу тармагынан электр	миң.кВт.с									



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

	берилген каталары менен шартталган жоготуулар										
	Маалымдама: Тармака келип түшкөн электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын пайызы (8-п. / 5-п.)	%									
	Маалымдама: Электр энергиясынын техникалык эмес жоготуулары (7-п. - 8-п.)	миң.кВт.с									
	Маалымдама: Тармака келип түшкөн электр энергиясынын техникалык эмес жоготууларынын пайызы (9-п. / 5-п.)	%									
* Эскертүүлөр: 1. Чыңалуунун деңгээли боюнча (оч 5-сап) тармакка электр энергиясынын келиши (оч 5-12 мамычалары) чектеш чыңалуудагы тармактан электр энергиясын кабыл алууну эске алуу менен аныкталат. Жалпысынан тармакка электр энергиясынын келиши (вот 4-графа) тармакка электр энергиясын кабыл алуу менен тармактан электр энергиясын берүүнүн ортосундагы айырма катары аныкталат (чектеш чыңалуу тармагынан электр энергиясын кабыл алууну эсепке албаганда). 2. Берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмү (саны) электр энергиясын берүү боюнча кызмат көрсөтүүлөрдү керектөөчү Кошулган ЭК жабдууларынын номиналдык чыңалуусунун иш жүзүндөгү деңгээлине ылайык түзүлгөн электр энергиясынын көлөмүнүн суммасы катары аныкталат. 3. 6-саптагы маанилер 6.1-саптардын маанилеринин суммасы эмес. жана 6.2. 4. 6.1-сапта көмөкчордондордун өтмөктөрүнө түздөн-түз кошулган керектөөчүлөргө берилген электр энергиясынын көлөмүнүн толук суммасы көрсөтүлөт. 5. 6.2-сапта өндүрүштүк (чарбалык) муктаждыктарга электр энергиясынын көлөмүнүн толук суммасы көрсөтүлөт.											

Колу _____ Атасынын аты _____ Ээлеген кызматы _____

2а- таблица

Болжолдонгон жылдагы чыңалуу деңгээли боюнча электр энергиясынын балансынын түзүмү ____

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			баардыгы		500 кВ		220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4		5		6	7	8	9	10
1	Электр энергияны тармакка кабыл алуу, баардыгы	миң.кВт.с									
1.1	мунун ичинен ГК дан	миң.кВт.с									
1.2	ЖТУ тармагынан	ми.кВт.с									
1.3	башкалар	миң.кВт.с									
2	Электр энергиясын тармактардан берүү, бардыгы	миң.кВт.с									
2.1	Мунун ичинен ГК тармагында	миң.кВт.с									
2.2	ЖТУ тармагында	миң.кВт.с									
2.3	башкалар	миң.кВт.с									
3	Чектеш чыңалуу тармагынан электр энергиясын кабыл алуу, Бардыгы	миң.кВт.с									
3.1	500 кВ тармагынан	миң.кВт.с									
3.2	220 кВ тармагынан	миң.кВт.с									



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			баардыгы		500 кВ		220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4		5		6	7	8	9	10
3.3	110 кВ тармагынан	миң.кВт.с									
3.4	35 кВ тармагынан	миң.кВт.с									
3.5	1-10 кВ тармагынан	миң.кВт.с									
4	Чектеш чыңалуу тармагынан электр энергиясын берүү, Бардыгы	миң.кВт.с									
4.1	Мунун ичинен 500кВ тармака	миң.кВт.с									
4.2	220 кВ тармака	миң.кВт.с									
4.3	110 кВ тармака	миң.кВт.с									
4.4	35 кВ тармака	миң.кВт.с									
4.5	1-10 кВ тармака	миң.кВт.с									
4.6	0,4 кВ тармака	миң.кВт.с									
5	Электр энергияны тармакка кабыл алуу(п.1-п.2+п.3)*	миң.кВт.с									
		миң.кВт.с									
6	Берилген (колдонулган) электэнергиянын көлөмү(саны)	миң.кВт.с									
	анын ичинде:										
	подстанциялардын өтмөктөрүнө түздөн-түз кошулган керектөөчүлөргө берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмү (саны)	мин.кВт.с									
6.1											
6.1.1	ЖЧ подстанциясынын баштапкы	миң.кВт.с									



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИЙ

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			баардыгы		500 кВ		220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4		5		6	7	8	9	10
	чыңалуу деңгээли										
6.1.2	ОЧІ подстанциясынын баштапкы чыңалуу деңгээли	миң.кВт.с									
6.1.3	ОЧП подстанциясынын баштапкы чыңалуу деңгээли	мин.кВт.с									
6.2	электр энергиясын өндүрүштүк (чарбалык муктаждыктарды эске алуу менен) керектөөгө сарптоо	миң.кВт.с									
7	Тармакта электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары (5-п.-6-п. 4-п.)	миң.кВт.с									
7.1	Маалымдама: Тармакка электр энергиясынын келип түшүүсүнөн электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук)жоготууларынын пайызы (7-п./5-п.)	%									
8	Электрэнергиянын технологиялык жоготуулары, баардыгы	миң.кВт.с									
8.1	Мунун ичинде шарттуу-туруктуу	миң.кВт.с									
8.2	жүктөлүштөгү	мин.кВт.с									
	эсепке алуу алетеринин жол берилген каталары менен шартталган жоготуулар	миң.кВт.с									
8.3	Маалымдама: Тармака келип түшкөн электр энергиясынын технологиялык	%									



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			баардыгы		500 кВ		220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4		5		6	7	8	9	10
	жоготууларынын пайызы (8-п. / 5-п.)										
9	Электрэнергиянын техникалык эмес жоготуулары(п.7-п.8)	мин.кВт.с									
9.1	Маалымдама: Тармака келип түшкөн электр энергиясынын техникалык эмес жоготууларынын пайызы (9-п. / 5-п.)	%									

Колу

Атасынын аты жөнү

Ээлеген кызматы

[illegible]

Ээлеген кызматы

4- таблица
Негизги жылдагы электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын түзүмү

ЭТИнин аталыштары

№ п/п	Түзүлүштүк курамдардын аталыштары	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси														
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10кВ		0,4кВ			Баардыгы	
		миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	% *	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*		миң. кВт.с	%*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16
1	Тармака келип түшкөн электроэнергия(п.5 тизмек 2)*		X		X		X		X		X		X			X
2	Электрэнергиянын шарттуу-туруктуу жоготуулары															
2.1	Трансформатордун курулай иштөөсү															
2.2	Аба чубалгысындагы таажылануу															
2.3	Аба чубалгысынан агындын агып кетүүсү															
2.4	Кабелдик чубалгыдагы каптама															



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Түзүлүштүк курамдардын аталыштары	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси														
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10кВ		0,4кВ			Баардыгы	
		миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	% *	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*		миң. кВт.с	%*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16
2.5	Өлчөөчү агын трансформатору															
2.6	Өлчөөчү чыңалуу трансформатору															
2.7	Түз кошуу эсептегичтери															
2.8	Сагакталган реактор															
2.9	Көмөкчордондордун туташтыруучу зымдары жана жалпы өтмөктөрү															
2.10	Дүрмөтсүздөндүргүч сарпжапкычтуу															
2.11	Ашыкча чыңалууну чектөөчү															
2.12	ЖЖ- байланыш кошуучу түзүлүштөр															



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Түзүлүштүк курамдардын аталыштары	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси														
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10кВ		0,4кВ			Баардыгы	
		миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	% *	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*		миң. кВт.с	%*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16
2.13	Толуктооч түзмөктөр															
2.14	Электр энергиясын өздүк керектөөлөргө сарптоо															
2.15	Муз эритүү боюнча электр энергиясын керектөө															
3	Жүктөлүш жоготуулары															
3.1	Трансформаторлор															
3.2	Чубалгылар															
3.3	Агындарды чектөөчү реактор															
3.4	Өтмөкzymдар															
4	Электрэнергиянын техникалык жоготуулары (п.2+п.3)															



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Түзүлүштүк курамдардын аталыштары	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси														
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10кВ		0,4кВ			Баардыгы	
		миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	% *	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*		миң. кВт.с	%*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16
5	эсепке алуу алетеринин жол берилген каталары менен шартталган жоготуулар															
6	Электрэнергиянын технологиялык жоготуулары (п.4+п.5)															
. * Эскертүү: пайыздар электр энергиясынын тармакка келип түшүүсүнө карата чыңалуу деңгээли боюнча маалымдама катары аныкталат.																

Колу

Атасы, аты жөнү

Ээлеген кызматы



4А- таблица

Алдын ала болжолдоочу жылдагы электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын түзүмү

ЭТИнин аталышы

№ п/п	Түзүлүштүк курамдардын аталыштары	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси														
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10кВ		0,4кВ			Баардыгы	
		миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	% *	миң. кВт.с	%*	миң. кВт.с	%*		миң. кВт.с	%*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16
1	Тармака келип түшкөн электроэнергия(п.5 санирэт 2)*		X		X		X		X		X		X			X
2	Электрэнергиянын шарттуу-туруктуу жоготуулары															
2.1	Трансформатордун курулай иштөөсү															
2.2	Аба чубалгысынын таажылануусу															
2.3	Аба чубалгысынан агындын агып кетүүсү															
2.4	Кабелдик чубалгыдагы каптама															
2.5	Өлчөөчү агын															



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

	трансформатору															
2.6	Өлчөөчү чыңалуу трансформатору															
2.7	Түз кошуу эсептегичтери															
2.8	Сагакталган реактор															
2.9	Көмөкчордондордун туташтыруучу зымдары жана өтмөктөрү															
2.10	Дүрмөтсүздөндүргүч сарпжапкычтуу															
2.11	Ашыкча чыңалууну чектөөчү															
2.12	ЖЖ- байланыш кошуучу түзүлүштөр															
2.13	Толуктооч түзмөктөр															
2.14	Электр энергиясын өздүк керектөөлөргө сарптоо															
2.15	Муз эритүү боюнча электр энергиясын керектөө															



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

3	Жүктөлүш жоготуулары															
3.1	Трансформаторлор															
3.2	Чубалгылар															
3.3	Агындарды чектөөчү реактор															
3.4	Өтмөкчүлүк															
4	Электрэнергиянын техникалык жоготуулары (п.2+п.3)															
5	Эсепке алуу алтернативинин жол берилген каталары менен шартталган жоготуулар															
6	Электрэнергиянын технологиялык жоготуулары (п.4+п.5)															
. * Эскертүү: пайыздар электр энергиясынын тармакка келип түшүүсүнө карата чыңалуу деңгээли боюнча маалымдама катары аныкталат.																

Колу

Атасы, аты жөнү

Ээлеген кызматы



5- таблица

Электр энергиясынын жоготууларын азайтуу программасы

ЭТИнин аталышы

№ п/ п	Иш чаранын аталышы	Аткаруу мөөнөтү		Жооптуу кызмат	Иш чаранын көлөмү	Иш-чараларды киргизүүдөн электр энергиясынын жоготууларын жыл сайын азайтуу, миң кВт.с/%					
		башта лышы	бүтүшү			Негизги жыл (t)	Учурдагы жыл (t+1)	Өзгөтүлүүчү жыл (t+2)	Жыл (t+3)	Жыл (t+4)	Жыл(t+ 5)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Уюштуруучулук иш чаралар										
1.1											
2	Техникалык иш чаралар										
2.1											
3	Эсептик жана техникалык эсеп тутумдарын өркүндөтүү										
3.1											
4	Баардыгы										
4.1	МААЛЫМАТ ҮЧҮН: Иш жүзүндө электр энергиясын										



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/ п	Иш чаранын аталышы	Аткаруу мөөнөтү		Жооптуу кызмат	Иш чаранын көлөмү	Иш-чараларды киргизүүдөн электр энергиясынын жоготууларын жыл сайын азайтуу, миң кВт.с/%					
		башта лышы	бүтүшү			Негизги жыл (t)	Учурдагы жыл (t+1)	Өзгөтүлүүчү жыл (t+2)	Жыл (t+3)	Жыл (t+4)	Жыл(t+ 5)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	жоготуулардын жалпы пайызы										
4.2	Маалымдама: Электр энергиясынын тармакка келип түшүүсүнөн бардыгы болуп пайыз менен										

Колу

Атасы, аты жөнү

Ээлеген кызматы

6- таблица

**Негизги жана жөнгө салынуучу жылдардагы чыңалуу деңгээли боюнча электр энергиясынын
жалпыланган балансы**

ЭТИнин аталышы

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталышы	Өлчөөнүн бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтүн сандык мааниси									
			Негизги жыл					Өзгөртүлүүчү жыл				
			Баардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ	Бардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Тармака келип түшкөн электроэнергия (п.5 тизмек 2, п.5 тизмек2А)	миң.кВт.с										
2	Чектеш чыңалуу тармагында электр энергиясынын кайтарымы	миң.кВт.с										
3	Берилген (керектелген) электр энергиясынын жалпы көлөмү (саны),	миң.кВт.с										
3.1	анын ичинде подстанциялардын өтмөктөрүнө түздөн-түз кошулган керектөөчүлөргө берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмү (саны)	миң.кВт.с										
3.2	электр энергиясын өндүрүштүк (чарбалык муктаждыктарды эске алуу менен) керектөөгө сарптоо	тыс.кВт.с										
4	Тармакта электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары (п.1- п.2-п.3)	миң.кВт.с										



**ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН**

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталышы	Өлчөөнүн бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтүн сандык мааниси									
			Негизги жыл					Өзгөртүлүүчү жыл				
			Баардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ	Бардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4.1	Маалымдама: Тармакка электр энергиясынын келип түшүүсүнөн пайыз менен электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары (п.4/п.1)	%										
5	Электрэнергиянын технологиялык жоготуулары	миң.кВт.с										
6	Электрэнергиянын техникалык эмес жоготуулары (п.4-п.5)	миң.кВт.с										
6.1	МААЛЫМАТ ҮЧҮН: Тармакка берилген электр энергиясынын пайызы менен электр энергиясынын техникалык эмес жоготуулары (п.6/п.1)	%										
7.	Маалымдама: Электр энергиясынын ченемдик технологиялык жоготуулары электр энергиясынын тармакка келип түшүүсүнөн пайыз менен (п.5/п.1)	%										

Кол Атасы Элеген кызматы
у , аты
жөнү



Трансформаторлордун саны жана орнотулган кубаттуулугу

ЭТИнин аталышы

№ п/п	Бирдиктин кубаттуулугу,кВ А	Жогорку чыңалуу, кВ	Саны, даана		Орнотулган кубаттуулук,кВА	
			Негизги жыл	Өзгөртүлүүчү жыл	Негизги жыл	Өзгөртүлүүчү жыл
1	2	3	4	5	6	7
1.1	2500чейин	6-10				
1.2		35				
2.1	2500дөн 10000чейин	6-10				
2.2		35				
2.3		110				
3.1	10000дон 80000чейин кошо алганда	6-10				
3.2		35				
3.3		110				
3.4		220				
4.1	80000 ашык	110				
4.2		220				
4.3		500				
5	Баардыгы:	-				
Эскертүү-колдонулбаган камдык трансформаторлор, ошондой эле муз эритүү үчүн атайын трансформаторлор таблицага киргизилбейт.						

Колу

Атасы, аты жөнү

Ээлеген кызматы



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

Реактивдүү кубаттуулукту компенсациялоочу түзүлүштөрдүн саны жана кубаттуулугу

ЭТИнин аталышы

№ п/п	Түрү	Чыңалуу, кВ	Саны, даана./группы		Орнотулган кубаттуулук, Мвар	
		Кубаттуулук, миң.кВА	Негизги жыл	Өзгөртүлүүчү жыл	Негизги жыл	Өзгөртүлүүчү жыл
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Сагакталган реакторлор	6-10 кВ				
1.2		35 кВ				
1.3		110 кВ				
1.4		500 кВ				
1.5						
1.6		Бардыгы				
2.1	СК жана генераторлор, СК иш тартибинде	15,0 миң.кВАчейин				
2.2		15,0ден 37,5 миң.кВА чейин				
2.3		50 миң.кВА				
2.4		75,0ден100,0 миң .кВА				
2.5		160 миң.кВА				
2.6		Бардыгы				
3.1	БСК жана СТК	0,4-10 кВ				
3.2		35 кВ				
3.3		110 кВ				
3.4		220 кВ жана өйдө				
3.5		Бардыгы				

Колу

Атасы, аты жөнү.

Ээлеген кызматы



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

9- таблица

Электр берүүнүн аба жана кабелдик чубалгыларынын жана өтмөкzymдардын узундугу (чынжыр боюнча)

ЭТИнин аталышы

№ п/п	Чыңалуунун түрү	Узундук, км	
		Негизги жыл	Өзгөртүлүүчү жыл
1	2	3	4
1	Аба чубалгысы		
1.1	500кВ		
1.2	220кВ		
1.3	110кВ		
1.4	35кВ		
1.5	10кВ		
1.6	6кВ		
1.7	Бардыгы 6 кВтон жана өйдө		
1.8	500 Вольт жана төмөн		
1.9	Бардыгы 6 кВ төмөн		
1.10	Бардыгы аба чубалгысы боюнча		
2	Кабелдик чубалгы		
2.1	220 кВ		
2.2	110кВ		
2.3	35кВ		
2.4	10кВ		
2.5	6кВ		
2.6	Бардыгы 6 кВ тан жана өйдө		
2.7	500 Вольт жана төмөн		
2.8	Бардыгы 6 кВтан төмөн		



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Чыңалуунун түрү	Узундук, км	
		Негизги жыл	Өзгөртүлүүчү жыл
2.9	Бардыгы кабелдик чубалгы боюнча		
3	Бардыгы аба жана кабелдик чубалгысы боюнча		
3.1	Өтмөкzymдар		
3.2	500кВ		
3.3	220кВ		
3.4	110кВ		
3.5	35кВ		
3.6	10кВ		
3.7	6кВ		
2.8	Бардыгы өтмөкzymдар боюнча		

Колу

Атасы, аты
жөнү

4-тиркеме

Технологиялык электр энергиясын жоготуу ченемдердин маанисин негиздеген тизмектердин түрлөрү

(Үлгү)

1-таблица

Жалпысынан ЭК боюнча электр энергиясынын балансынын көрсөткүчтөрү

№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Жылдар боюнча көрсөткүчтүн сандык мааниси			
			Негизги жылдан мурунку жыл	Негизги жыл	Учурдагы жыл	Өзгөртүлүүчү жыл
1	2	3	4	5	6	7
1	*, Электр энергияны тармакка кабыл алуу*, баардыгы	млн.кВт.с				
1.1	мунун ичинен электртармагынан	млн.кВт.с				
1.2	ЖТУ тармагынан*	млн.кВт.с				
1.3	ГКтармагынан*	млн.кВт.с				
2	Электртармагынан берилген электрэнергия*, бардыгы	млн.кВт.с				
2.1	мунун ичинен электртармагынан	млн.кВт.с				
2.2	ЖТУ тармагынан	млн.кВт.с				
2.3	ГКтармагынан	млн.кВт.с				
2.4	ЭСБнын керектөөчүлөрүнө	млн.кВт.с				
3	Берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмү (саны), бардыгы болуп	млн.кВт.с				
3.1	анын ичинде: электр энергиясын өндүрүштүк (чарбалык керектөөлөрдү эске алуу менен) керектөө	млн.кВт.с				
4	Электр энергиясынын тармактан келиши	млн.кВт.с				
5	Электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары (1-п.-2-п. - 3-п.)	млн.кВт.с				
5.1	Маалымдама:	%				



№ п/п	Көрсөткүчтөрдүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Жылдар боюнча көрсөткүчтүн сандык мааниси			
			Негизги жылдан мурунку жыл	Негизги жыл	Учурдагы жыл	Өзгөртүлүүчү жыл
	Электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары тармактан келип түшкөн электр энергиясынын пайызы менен (5-п/4-п)					
6	Берүү тарифинде эске алынган электр энергиясынын жоготуулары	млн.кВт.с				
		%				
7	Энергетика министрлиги тарабынан бекитилген электр энергиясынын жоготуусу	млн.кВт.с				
		%				
8	Электр энергиясынын чегинен ашыкча жоготуулары (5-п. - 6-п.)	млн.кВт.с				
8.1	Маалымдама: Электр энергиясынын чегинен ашыкча жоготуусу тармактан келип түшкөн электр энергиясынын пайызы менен (8-пункт / 4- пункт)	%				
* Эскертүүлөр: 1. Тармакка электр энергиясын кабыл алуу башка (чектеш) тармактык уюмдардан жана электр энергиясын өндүрүүчүлөрдөн (кошулбаган чондук) электр тармагына түшкөн (жеткирилген) электр энергиясынын көлөмдөрүнүн суммасы катары аныкталат. 2. ЖТУ - жанаша тармактык уюм. 3. ГК-генерациялоочу компания. 4. Тармактан электр энергиясын берүү электр тармагынан башка (жанаша) тармактык уюмдарга жана электр энергиясын өндүрүүчүлөрдүн тармактарына берилген электр энергиясынын көлөмдөрүнүн суммасы катары аныкталат (берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмүн (санын) кошпогондо) (кошулбаган чондук).						

Колу

Атасы, аты жөнү.

Ээлеген кызматы



2-таблица

Негизги жылдагы ЭК боюнча жалпы чыңалуу деңгээли боюнча электр энергиясынын балансынын түзүмү

Аталышы

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			Всего	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4кВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Тармака кабыл алынган электрэнергия, м.и.	млн.кВт.с									
1.1	УЭТ тармактарынан	млн.кВт.с									
1.2	ЖТУ тармактарынан	млн.кВт.с									
1.3	ГК тармактарынан	млн.кВт.с									
1.4	башкалар	млн.кВт.с									
2	Электр энергиясын тармактардан кайтаруу, анын ичинде.	млн.кВт.с									
2.1	УЭТ тармагында	млн.кВт.с									
2.2	ЖТУ тармагында	млн.кВт.с									
2.3	ГК тармагында	млн.кВт.с									
2.4	ЭСБ керектөөчүлөрү	млн.кВт.с									
3	Электрэнергиясынын тармактан келиши	млн.кВт.с									
4	Жанаша чыңалуу тармагынан электр энергиясын кабыл алуу	млн.кВт.с									
4.1	500 кВ тармактардан	млн.кВт.с									
4.2	220 кВ тармактардан	млн.кВт.с									
4.3	110 кВ тармактардан	млн.кВт.с									
4.4	35кВ тармактардан	млн.кВт.с									
4.5	1-10кВ тармактардан	млн.кВт.с									
4.6											
4.7											



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			Всего	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4кВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Жанаша чыңалуу тармагында электр энергиясынын кайтарымы	млн.кВт.с									
5.1	500 кВ тармакка	млн.кВт.с									
5.2											
5.3	220 кВ тармакка	млн.кВт.с									
5.4	110 кВ тармакка	млн.кВт.с									
5.5	35 кВ тармакка	млн.кВт.с									
5.6	1-10 кВ тармакка	млн.кВт.с									
5.7	0,4 кВ тармакка	млн.кВт.с									
6	Берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмү (саны)*, бардыгы болуп	млн.кВт.с									
6.1	анын ичинде: электр энергиясын өндүрүштүк (чарбалык керектөөлөрдү эске алуу менен) керектөө	млн.кВт.с									
7	Тармакта электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуусу(п. 1+п. 4-п. 2-п. 5-п. 6)	млн.кВт.с									
7.1	Маалымдама: Тармактан электр энергиясынын келип түшүүсүнөн пайыз менен электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары (7-п./3-п.)	%									
8	Электрэнергиянын технологиялык жоготуулары, анын ичинде	млн.кВт.с									
8.1	Шарттуу-туруктуу	млн.кВт.с									
8.2	жүктөлүштөгү	млн.кВт.с									



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			Всего	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4кВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8.3	эсепке алуу алеттеринин катачылыктарынан келип чыккан жоготуулар	млн.кВт.с									
8.4	Маалымдама: Электр энергиясынын технологиялык жоготуулары тармактан электр энергиясынын келишинен процент менен (8-пункт / 3-пункт)	%									
9	Маалымдама: Электрэнергиянын техникалык эмес жоготуулары (п.7-п.8)	млн.кВт.с									
9.1	Электр энергиясынын техникалык эмес жоготуулары тармактан келип түшкөн электр энергиясынын пайызы менен (9-п. / 3-п.) %	%									
* Эскертүү: берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмү (саны) электр энергиясын берүү боюнча кызмат көрсөтүүлөрдү керектөөчү Кошулган ЭК жабдууларынын номиналдык чыңалуусунун иш жүзүндөгү деңгээлине ылайык түзүлгөн берилген электр энергиясынын көлөмүнүн суммасы катары аныкталат.											

Колу

Атасы, аты жөнү.

Ээлеген кызматы



2а-таблица

Өзгөрүтүлүүчү жылдагы ЭК боюнча жалпы чыңалуу деңгээли боюнча электр балансынын түзүмү

Аталышы

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси						
			Баардыгы	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ЭК тармагына кабыл алынган элэнергия, а.и.	млн.кВт.с							
1.1	ЭК бөлөк тармактарынан	млн.кВт.с							
1.2	ЖТУ тармактарынан	млн.кВт.с							
1.3	ГК тармактарынан	млн.кВт.с							
1.4	Блок-чордонунун	млн.кВт.с							
2	УЭТтен электрэнергиясын берүү, а.и.	млн.кВт.с							
2.1	ЭК бөлөк тармака	млн.кВт.с							
2.2	ЖТУ тармагында	млн.кВт.с							
2.3	ГК тармагында	млн.кВт.с							
2.4	ЭСБүнүн керектөөчүлөрүнө	млн.кВт.с							
3	Электр энергиясынын тармактан келиши	млн.кВт.с							
4	Чектеш чыңалуу тармагынан электр энергиясын кабыл алуу	млн.кВт.с							
4.1									
4.2	500 кВ тармактардан	млн.кВт.с							
4.3									
4.4	220 кВ тармактардан	млн.кВт.с							
4.5	110 кВ тармактардан	млн.кВт.с							
4.6	35 кВ тармактардан	млн.кВт.с							
4.7	1-10 кВ тармактардан	млн.кВт.с							



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси						
			Баардыгы	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Чектеш чыңалуу тармагынан электр энергияны берүү	млн.кВт.с							
5.1	500 кВ тармака	млн.кВт.с							
5.2									
5.3	220 кВ тармака	млн.кВт.с							
5.4	110 кВ тармака	млн.кВт.с							
5.5	35 кВ тармака	млн.кВт.с							
5.6	1-10 кВ тармака	млн.кВт.с							
5.7	0,4 кВ тармака	млн.кВт.с							
6	Берилген (колдонулган) электр энергиянын көлөмү(саны), бардыгы	млн.кВт.с							
6.1	анын ичинде: электр энергиясын өндүрүштүк (чарбалык керектөөлөрдү эске алуу менен) керектөө	млн.кВт.с							
7	Тармакта электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуусу(п. 1+п. 4-п. 2-п. 5-п. 6)	млн.кВт.с							
7.1	Маалымдама: Тармактан келген электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары пайыз менен	%							
8	Электроэнергиянын технологиялык жоготуулары, м.и.	млн.кВт.с							
8.1	Шарттуу-туруктуу	млн.кВт.с							
8.2	жүктөлүштөгү	млн.кВт.с							
8.3	эсепке алуу алеттеринин катачылыктарынан келип чыккан жоготуулар	млн.кВт.с							



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча көрсөткүчтөрдүн сандык мааниси								
			Баардыгы		500 кВ		220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4		5		6	7	8	9	10
8.4	Маалымдама: Тармактан келген электр энергиянын технологиялык жоготуусу пайызы менен	%									
9	Маалымдама: электр энергиянын техникалык эмес жоготуулары (п.7-п.8)	млн.кВт.с									
9.1	Маалымдама: Электр энергиясынын техникалык эмес жоготуулары тармактан келип түшкөн электр энергиясынын пайызы менен(9.п/3.п.)	%									

Колу

Атасы, аты жөнү

Ээлеген кызматы



4-таблица

**Негизги жылда электр тармактарында электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын
түзүмү**

Аталышы

№ п/п	Структуралык курамдардын аталышы	Чыңалуу деңгээли боюнча сандык маанилер													
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10 кВ		0,4 кВ		Всего	
		млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Электрэнергиянын тармактан келиши (3п.санирэт2)														
2	Электр энергиясынын шарттуу туруктуу жоготуулары														
2.1	Трансформатордун курулай иштөөсү														
2.2	Аба чубалгысындагы таажылануу														
2.3	Аба чубалгысындагы агындын агып кетүүсү														
2.4	Кабел чубалгыдагы каптама														
2.5	Өлчөөчү агын трансформатору														
2.6	Өлчөөчү чыңалуу трансформатору														
2.7	Түз кошуу эсептегичтер														
2.8	Сагактоо реакторы														
2.9	Көмөчордондордун туташтыруучу зымдары жана өтмөктөрү														
2.10	Дүрмөтсүздөндүргүч сарпжапкычтуу														
2.11	Ашыкча чыңалууну чектөөчү														
2.12	ЖЖ- байланыш кошуучу														



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Структуралык курамдардын аталышы	Чыналуу деңгээли боюнча сандык маанилер													
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10 кВ		0,4 кВ		Всего	
		млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	түзүлүштөр														
2.13	Толуктооч түзмөктөр														
2.14	Электр энергиясын өздүк керектөөлөргө сарптоо														
2.15	Муз эритүү боюнча электр энергиясын керектөө														
3	Жүктөлүш жоготуулары														
3.1	Трансформаторлор														
3.2	Чубалгылар														
3.3	Агындарды чектөөчү реакторлор														
3.4	Өтмөкzymдар														
4	Электр энергиянын техникалык жоготуулары (п.2+п.3)														
5	Эсептөө алеттеринин жол берилген каталары менен шартталган электр энергиясынын жоготуусу														
6	Электр энергиянын технологиялык жоготуулары (п.4+п.5)														

Колу

Атасы, аты жөнү

Ээлеген кызматы



4а-таблица

Өзгөртүлүүчү жылдагы электр тармактарындагы электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын түзүмү __

Аталышы

№ п/п	Структуралык курамдардын аталышы	Чыңалуу деңгээли боюнча сандык маанилер													
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35 кВ		1-10 кВ		0,4 кВ		Всего	
		млн.кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Электрэнергиянын тармактан келиши (3п.санирэт2А)		X		X		X		X		X		X		X
2	Электр энергиянын шарттуу-туруктуу жоготуулары														
2.1	Трансформатордун курулай иштөөсү														
2.2	Аба чубалгысындагы таажылануу														
2.3	Аба чубалгысындагы агындын агып кетүүсү														
2.4	Кабел чубалгыдагы каптама														
2.5	Өлчөөчү агын трансформатору														
2.6	Өлчөөчү чыңалуу трансформатору														
2.7	Түз кошуу эсептегичтер														
2.8	Сагактоо реакторы														
2.9	Көмөкчордондордун туташтыруучу зымдары жана өтмөктөрү														
2.10	Дүрмөтсүздөндүргүч сарпжапкычтуу														
2.11	Ашыкча чыңалууну чектөөчү														
2.12	ЖЖ- байланыш кошуучу түзүлүштөр														
2.13	Толуктооч түзмөктөр														
2.14	Электр энергиясын өздүк керектөөлөргө сарптоо														



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Структуралык курамдардын аталышы	Чыңалуу деңгээли боюнча сандык маанилер													
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35 кВ		1-10 кВ		0,4 кВ		Всего	
		млн.кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%	млн. кВт.с	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2.15	Муз эритүү боюнча электр энергиясын керектөө														
3	Жүктөлүш жоготуулары														
3.1	Трансформаторлор														
3.2	Чубалгылар														
3.3	Агындарды чектөөчү реакторлор														
3.4	Өтмөкzymдар														
4	Электр энергиянын техникалык жоготуулары (п.2+п.3)														
5	Эсептөө приборлорунун жол берилген каталары менен шартталган электр энергиясынын жоготуусу														
6	Электр энергиясынын технологиялык жоготуулары (4-пункт + 5-пункт)														

Колу

Атасы, аты жөнү.

Ээлеген кызматы



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

6-таблица

**Негизги жана өзгөртүлүүчү жылдардагы чыңалуу деңгээли боюнча электр энергиясынын
жалпыланган балансы**

Аталышы

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча сандык маанилер									
			Негизги жыл					Өзгөртүлүүчү жыл				
			Баардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ	Баардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Тармакка электр энергиясын кабыл алуу	млн.кВт.с										
2	Электр энергиясын тармактардан кайтаруу	млн.кВт.с										
3	Электр энергиясынын тармактан келиши	млн.кВт.с										
4	Чектеш чыңалуу тармагынан электр энергиясын кабыл алуу	млн.кВт.с										
5	Чектеш чыңалуу тармагында электр энергиясынын кайтарымы	млн.кВт.с										
6	Берилген (керектелген) электр энергиясынын көлөмү (саны)	млн.кВт.с										
6.1	анын ичинде: электр энергиясын өндүрүштүк (чарбалык керектөөлөрдү эске алуу менен) керектөө	млн.кВт.с										
7	Тармакта электр энергиясынын иш	млн.кВт.с										



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча сандык маанилер									
			Негизги жыл					Өзгөртүлүүчү жыл				
			Баардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ	Баардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары											
7.1	Маалымдама: Тармактан келген электр энергиясынын иш жүзүндөгү (отчеттук) жоготуулары пайыз менен	%										
8	Электр энергиянын технологиялык жоготуулары	млн.кВт.с										
9	Маалымдама: Электр энергиянын техникалык эмес жоготуулары	млн.кВт.с										
9.1	Маалымдама: Электр энергиясынын техникалык эмес жоготуулары тармактан келип түшкөн электр энергиясынын пайызы менен	%										
10	Маалымдама: Электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын ченеми тармактан электр энергиясынын түшүүсүнөн пайызы	%										



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

№ п/п	Көрсөткүчтүн аталышы	Өлчөө бирдиги	Чыңалуу деңгээли боюнча сандык маанилер									
			Негизги жыл					Өзгөртүлүүчү жыл				
			Баардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ	Баардыгы	ЖЧ	ОЧІ	ОЧІІ	ТЧ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	менен											

Колу

Атасы, атасынын аты.

Ээлеген кызматы

Мазмуну:

Шарттуу белгилер жана кыскартуулар	-3
Жалпы жоболор	-4
Электр тармактары аркылуу электр энергиясын берүүдө технологиялык жоготуулардын түзүмү	-4
Электр тармактары боюнча электр энергиясын берүүдө технологиялык жоготууларды ченемдөөнүн жалпы принциптери	-5
Негиздөөчү иш кагаздарды тариздөөгө жана курамына талаптар	-8
Тиркеме 1. Базалык мезгилде электр тармактары боюнча электр энергиясын берүүдө технологиялык жоготууларды эсептөө ыкмасы	-10
Чубалгылардын, өтмөкzymдардын, трансформаторлордун (автотрансформаторлодун) оромдорунун активдүү каршылыктарын эсептөө	-28
Электр энергиясынын жүктөлүш жоготууларын эсептөө ыкмалары	-34



Электр энергиясын эсепке алуу тутумунун жол берилген так эместиктеринен келип чыккан жоготууларды эсептөө тартиби	-44
Тиркеме 2. Көмөкчордондордун өз муктаждыктарына электр энергиясын керектөөнүн чыгым элементтеринин номенклатурасы	-47
Тиркеме 3. Электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын ченемдеринин маанисин негиздөөчү тизмектердин формалары (үлгү).	-49
Тиркеме 4. Электр энергиясынын технологиялык жоготууларынын ченемдеринин маанисин негиздөөчү тизмектердин формалары	-76

Шарттуу белгилер жана кыскартуулар

ЭТЖ	электроэнергиянын технологиялык жоготуулары
ЭТИ	электр тармактар ишканасы
РЭТ	райондук электр тармактары
ЖЧ	жогорку чыңалуу
ОЧ	ортонку чыңалуу

ТЧ	төмөнкү чыңалуу
ЭК	энергетикалык компания
ЭТЖЧ	электрэнергиянын технологиялык жоготууларынын ченемдери
КЧТЗЖ	көмөкчордондордун бөлүштүрүүчү түзүлүштөрүнүн туташтыруучу зымдарынын жана жыйнактуу өтмөктөрүнүн жоготуулары
АТ	агын трансформатору
ЧТ	чыңалуу трансформатору
СР	сагакталган реактор
СК	синхронный компенсатор
КБ	статикалык конденсатор батареясы
СТК	статикалык тиристордук компенсаторлор
АЧЧ	ашыкча чыңалууну чектөөчү
ЖЖБТ	ЖЖ байланыш кошуучу түзүлмө
СЖ	сарпжапкычтуу дүрмөтсүздөндүргүч
ИЧК	иштеп чыгаруучу компания
ЖТУ	жанаша тармактык уюм
АЧ	аба чубалгысы
КЧ	кабель чубалгысы
ЖБТ	жабык бөлүштүрүүчү түзүлмө

Приложение

Утверждено приказом
Министерства энергетики
Кыргызской Республики
от «___» _____ 2025 года
№ _____

Инструкция по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче, распределении и купле- продаже по электрическим сетям 0,4-10-20-35-110-220-500кВ

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Инструкция разработана в целях работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии и их снижения в электрических сетях предприятий электрических сетей.

2. Инструкция предназначена для сотрудников, осуществляющих расчёт и обоснование норматива технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4-10-20-35-110-220-500 кил вольт на расчетный период регулирования.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям на регулируемый период рассчитываются как в целом, так и с разбивкой по уровням напряжения:

- на высоком напряжении – 110 кил вольт и выше (ВН);
- на среднем первом напряжении – 35 кил вольт (СН1);
- на среднем втором напряжении – 6-10 кил вольт (СН2);
- на низком напряжении – 0,4 кил вольт и ниже (НН).

3. Расчет технологических потерь электроэнергии при ее передаче, распределении и купле-продаже по электрическим сетям 0,4-6-10-20-35-110-220-500 кил вольт возможен с использованием специальных компьютерных программ.

Глава 2. Структура технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

4. Технологические потери электроэнергии (далее – ТПЭ) при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды



подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Объем (количество) технологических потерь электроэнергии в целях определения норматива технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитывается в соответствии с Методикой расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде (приложение 1 к настоящей Инструкции).

5. Технические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче по электрическим сетям, состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) - условно-постоянных потерь, и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) – нагрузочных (переменных) потерь.

6. Потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, определяются в соответствии с приложением 1 к настоящей Инструкции.

7. Расход электроэнергии на собственные нужды определяется в соответствии с приборами учета. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды приведена в приложении 2 к настоящей Инструкции.

Глава 3. Общие принципы нормирования технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

8. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются за базовый (отчетный год, предшествующий году расчета) и на регулируемый периоды (год) по фактическим и прогнозным показателям баланса электроэнергии.

9. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям на регулируемый период определяются в зависимости от расчетного значения ТПЭ за базовый период и показателей баланса электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды.

10. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям предприятий электрических сетей рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянные, нагрузочные и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета.

11. Условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период принимаются по результатам их расчетов за базовый период и корректируются в соответствии с изменением состава оборудования на регулируемый период.

12. Нагрузочные потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям энергокомпаний (ЭК) на регулируемый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{н.Р} = \Delta W_{н.Б} \cdot \left(\frac{W_{ос.Р}}{W_{ос.Б}} \right)^2 \quad (1)$$

где $\Delta W_{н.Б}, \Delta W_{н.Р}$ - нагрузочные потери электроэнергии за базовый и на регулируемый периоды соответственно;
 $W_{ос.Б}, W_{ос.Р}$ - поступление электроэнергии в сеть в базовом и регулируемом периодах соответственно.

13. В случае принятия на обслуживание сетевого оборудования в регулируемом периоде, неучтенного при расчете нагрузочных потерь базового периода, нагрузочные потери электроэнергии в таком оборудовании на регулируемый период рассчитываются дополнительно. В случае демонтажа сетевого оборудования в регулируемом периоде, учтенного при расчете нагрузочных потерь базового периода, нагрузочные потери в таком оборудовании на регулируемый период исключаются из расчетов.

14. Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, на регулируемый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{погр.Р} = \frac{\Delta W_{погр.Б, \%} \cdot W_{ос.Р}}{100}, \quad (2)$$

где $\Delta W_{погр.Б, \%}$ - потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, за базовый период в относительных единицах (Методика расчета приведена в приложении 1 к настоящей Инструкции).

15. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям ЭК предприятий электрических сетей по абсолютной величине ($\Delta W_{ТПЭ.Р}$) на регулируемый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{ТПЭ.Р} = \Delta W_{у-п.Р} + \Delta W_{н.Р} + \Delta W_{погр.Р}, \quad (3)$$

где $\Delta W_{у-п.Р}$ - условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период.

16. Норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (далее – НТПЭ) определяется в процентах по электрической сети РЭС в целом и рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ,Р}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ,Р}}}{W_{\text{ОС,Р}}} \cdot 100 \quad (4)$$

где $W_{\text{ОС,Р}}$ – поступление электроэнергии в сеть ЭК в регулируемом периоде.

17. Определение технологических потерь электроэнергии в электрических сетях в целом и по уровням напряжения осуществляется в следующем порядке:

В базовом периоде:

- определяется на каждом уровне напряжения сети поступление электроэнергии в сеть (с учетом приема электроэнергии из сети смежного напряжения);
- определяются условно-постоянные потери электроэнергии в целом и по уровням напряжения;
- определяются нагрузочные потери электроэнергии в целом и по уровням напряжения;
- определяются потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, в целом и по уровням напряжения.

В регулируемом периоде:

- определяется на каждом уровне напряжения сети прогнозное значение поступления электроэнергии в сеть (с учетом приема электроэнергии из сети смежного напряжения);
- нагрузочные потери электроэнергии по уровням напряжения определяются в соответствии с формулой (1);
- нагрузочные потери электроэнергии в целом определяются как сумма нагрузочных потерь электроэнергии по уровням напряжения;
- условно-постоянные потери электроэнергии принимаются в соответствии с пунктом 10 в целом и по уровням напряжения;
- потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, определяются в соответствии с формулой (2) и распределяются по уровням напряжения в соответствии с разделом IV приложения 1;
- технологические потери электроэнергии определяются в соответствии с формулой (3) в целом и по уровням напряжения.

Глава 4. Требования к оформлению и составу обосновывающей документации

18. Обосновывающая документация брошюруется в отдельную книгу и включает: пояснительную записку с обоснованием значений нормативов технологических потерь электроэнергии на период регулирования, результаты расчета ТПЭ и НТПЭ на регулируемый и базовый периоды.

19. В состав обосновывающих материалов входят данные о балансах и потерях электроэнергии, а также других показателях электрических сетей ЭК (приложения 3, 4, 51[1]* к настоящей Инструкции):

За базовый период:

- показатели баланса электроэнергии в целом по электрическим сетям (таблица 1 приложений 3, 4, 5);
- структура баланса электроэнергии по уровням напряжения (таблица 2 приложений 3, 4, 5);
- структура перетоков электроэнергии (таблица 3 приложений 3, 4, 5);
- структура технологических потерь электроэнергии (таблица 4 приложений 3, 4, 5);
- программа снижения потерь (таблица 5 приложений 3, 4, 5);
- сводный баланс электроэнергии по уровням напряжения (таблица 6 приложений 3, 4, 5);
- количество и установленная мощность трансформаторов (таблица 7 приложений 3, 4, 5);
- количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности (таблица 8 приложений 3, 4, 5);
- протяженность (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи и шинопроводов (таблица 9 приложений 3, 4, 5).

На регулируемый период:

- показатели баланса электроэнергии в целом по электрическим сетям (таблица 1 приложений 3, 4, 5);
- структура баланса электроэнергии по уровням напряжения (таблица 2А приложений 3, 4, 5);
- структура технологических потерь электроэнергии (таблица 4А приложений 3, 4, 5);
- программа снижения потерь (таблица 5 приложений 3, 4, 5);
- сводный баланс электроэнергии по уровням напряжения (таблица 6 приложений 3, 4, 5);
- количество и установленная мощность трансформаторов (таблица 7 приложений 3, 4, 5);
- количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности (таблица 8 приложений 3, 4, 5);
- протяженность (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи и шинопроводов (таблица 9 приложений 3, 4, 5).

20. Программные комплексы по расчету потерь основываются на методах расчета потерь, установленных настоящей Инструкцией, и имеют сертификат соответствия.

1[1]* ТСО представляют информацию согласно Приложению 3. согласно Приложению 4, предприятия (ТСО, для которых передача электроэнергии не является основным видом деятельности) – согласно Приложению 5.

21. В пояснительной записке указываются сведения об используемых программах расчета технологических потерь электроэнергии в электрических сетях (наименование программы, наименование разработчика, номер и год разработки используемой версии, копия сертификата соответствия и др.).

**Приложение 1
к Инструкции по расчету и
обоснованию нормативов
технологических потерь
электроэнергии при ее
передаче по электрическим
сетям**

**§ 1. Методика расчета технологических потерь электроэнергии
при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде**

1. Методы расчета условно-постоянных потерь (не зависящих от нагрузки)

1) Условно-постоянные потери включают:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (далее – ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, шунтирующих реакторах (далее – ШР);
- потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее – СППС);
- потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (далее – ТТ), трансформаторах напряжения (далее – ТН), счетчиках и соединительных проводах);
- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений;
- потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее – ВЧ связи);
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды (далее – СН) подстанций (далее – ПС);
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

2) Потери электроэнергии холостого хода (далее – ХХ) в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x , по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2 \quad \text{кВт.ч,} \quad (1)$$

где T_{pi} - число часов работы трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме, ч;
 U_i - напряжение на высшей стороне трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме, кВ;



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора (автотрансформатора), кВ.

Напряжение на трансформаторе (автотрансформаторе) определяется с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники.

Допускается для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности XX определять с учетом их технического состояния и срока службы путем измерений этих потерь методами, применяемыми на заводах-изготовителях при установлении паспортных данных трансформаторов (автотрансформаторов). При этом в обосновывающие материалы целесообразно включать официально заверенные в установленном порядке протоколы измерений потерь мощности XX.

3) Потери электроэнергии в ШР определяются по формуле (1) на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности ΔP_r . Допускается определять потери в ШР на основе данных таблицы 1. Потери электроэнергии в сборных шинах распределительных устройств подстанций определяются на основе данных таблицы 1.

Таблица 1

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (ШР) и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС)

Вид оборудования	Удельные потери электроэнергии при напряжении, кВ									
	6	10			35		110		220	550
ШР, тыс.кВт.ч/МВ·А в год	84	84			36		32		29	20
СППС, тыс.кВт.ч на ПС в год	1,3	1,3			3		11		31	415
Примечание: Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.										

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств ТП 6-10/0,4 кВ не рассчитываются.

Если при определении нормативных технологических потерь электроэнергии выполнялись расчеты потерь электроэнергии в шинпроводах подстанций, потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств не рассчитываются.

4) Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (далее - СК) или генераторе, переведенном в режим СК, определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{СК}} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{\text{ном}} \cdot T_p \text{ кВт.ч,} \quad (2)$$

где β_Q - коэффициент максимальной нагрузки СК в базовом периоде;
 $\Delta P_{\text{ном}}$ - потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными, кВт.

Допускается определять потери в СК на основе данных таблицы 2.

Таблица 2

Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс.кВт.ч в год, при номинальной мощности СК, МВ·А								
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260

Примечания:
1. При мощности СК, отличной от приведенной в таблице, потери электроэнергии определяются с помощью линейной интерполяции.
2. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

5) Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (далее - БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее - СТК) – определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \Delta P_{\text{КУ}} S_{\text{КУ}} T_p \text{ кВт.ч,} \quad (3)$$

где $\Delta P_{\text{КУ}}$ - удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ, кВт/квар;
 $S_{\text{КУ}}$ - мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей), квар.

При отсутствии паспортных данных оборудования значение $\Delta P_{\text{КУ}}$ принимается равным: для БК - 0,003 кВт/квар, для СТК - 0,006 кВт/квар.

6) Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22-0,66 кВ принимаются в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимаются в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

**Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ),
ограничителях перенапряжений (ОПН), измерительных
трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) и устройствах
присоединения ВЧ связи (УПВЧ)**

Класс напряжения, кВ	Потери электроэнергии, тыс.кВт.ч в год, по видам оборудования				
	РВ	ОПН	ТТ	ТН	УПВЧ
6	0,009	0,001	0,06	1,54	0,01
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24
Примечания:					
1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования - на три фазы.					
2. Потери в трех однофазных ТН принимаются равными потерям в одном трехфазном ТН.					
3. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс.кВт.ч/год.					
4. Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.					
5. Потери электроэнергии в ТТ и ТН включают потери в счетчиках, входящих в состав измерительных комплексов.					

Потери электроэнергии в электрических счетчиках прямого включения 0,22–0,66 кВ принимаются в соответствии со следующими данными, кВт.ч в год на один счетчик:

- однофазный, индукционный – 18,4;
- трехфазный, индукционный – 92,0;
- однофазный, электронный – 21,9;
- трехфазный, электронный – 73,6.

7) Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 4, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100% и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

Таблица 4

Удельные потери мощности на корону, кВт/км, при видах погоды

Удельные потери мощности на корону напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Удельные потери мощности на корону, кВт/км, при видах погоды			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
500-3х400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500-8х300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
200ст-1х300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст/2-1х300	300	0,3	1,4	5,0	15,4
220жб-1х300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб/2-1х300	300	0,4	1,8	6,7	20,5
220-3х500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
110ст-1х120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2-1х120	120	0,008	0,025	0,13	0,47
110жб-1х120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб/2-1х120	120	0,01	0,035	0,17	0,61

При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяются по таблице 5 в зависимости от региона расположения линии.

Таблица 5

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт.ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
500-3х400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8х300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
220ст-1х300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1х300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1х300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1х300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
220-3х500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
110ст-1х120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85

110ст/2-1х120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1х120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1х120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74

Примечания:

1. Значения потерь, приведенные в таблицах 4 и 5, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.
2. Для линий на деревянных опорах применяют данные, приведенные в таблице для линий на стальных опорах.

При расчете потерь электроэнергии на корону на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблицах 4 и 5, 6 значения таблиц 4 и 5, 6 умножаются на отношение F_t/F_{ϕ} , где F_t – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в таблицах 4 и 5, 6; F_{ϕ} – фактическое сечение проводов линии.

Таблица 6

Удельные потери на корону в ВЛ 110-220-500 кВ

Зона	Высота	Напряжение ВЛ										
		500 кВ							200 кВ	110 кВ		
		АС- 3х300/39	АС- 3х300/67	АС- 3х400/18	АС- 3х400/93	АС- 3х500/26	АС- 3х500/64	АС- 3х500/336	АС- 300/39	АС- 95/16	АС- 120/19	АС- 150/24
Гребневая	500	16,068	15,426	13,671	10,739	10,038	9,604	6,062	3,002	0,179	0,144	0,115
	1000	21,322	20,527	18,318	14,534	13,615	13,043	8,309	4,044	0,245	0,197	0,158
	1500	26,998	26,039	23,346	18,649	17,495	16,775	10,753	5,172	0,316	0,254	0,204
	2000	32,738	31,602	28,395	22,760	21,369	20,499	13,193	6,300	0,386	0,311	0,250
	2500	39,309	37,968	34,172	27,467	25,806	24,765	15,999	7,589	0,467	0,377	0,302
	3000	46,187	44,614	40,164	32,317	30,373	29,156	18,888	8,920	0,550	0,444	0,357
	3500	54,846	52,974	47,692	38,398	36,099	34,659	22,508	10,588	0,653	0,528	0,426
Предгорная	500	10,558	10,057	8,736	6,667	6,195	5,905	3,639	1,885	0,107	0,086	0,069
	1000	12,683	12,107	10,577	8,146	7,584	7,239	4,505	2,293	0,132	0,106	0,086
	1500	13,309	12,696	11,077	8,520	7,931	7,570	4,715	2,398	0,138	0,111	0,090
	2000	14,030	13,366	11,622	8,906	8,286	7,907	4,927	2,509	0,144	0,116	0,094
	2500	14,695	13,973	12,098	9,228	8,580	8,184	5,106	2,602	0,148	0,121	0,099
	3000	15,281	14,482	12,438	9,397	8,724	8,315	5,186	2,657	0,151	0,123	0,101
	3500	15,464	14,576	12,352	9,172	8,489	8,079	5,019	2,608	0,146	0,120	0,100

Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается умножением данных, приведенных в таблицах 4 и 5, 6 на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{\text{и кор}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}}, \quad (4)$$

где $U_{\text{отн}}$ - отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению

В случае отрицательного значения коэффициента, определяемого по формуле (4), (при низких рабочих напряжениях) значение коэффициента принимается равным нулю.

8. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяются на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в таблице 7, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды объединяются в 3 группы:

1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег, изморозь, гололед;

2 группа – дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа – туман.

Таблица 7

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ						
	6	10	35	110	220	500	
1	0,011	0,017	0,035	0,055	0,069	0,156	
2	0,094	0,153	0,324	0,510	0,637	1,440	
3	0,154	0,255	0,543	0,850	1,061	2,400	

При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ принимаются по данным таблицы 8.

Таблица 8

Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Показатель	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс.кВтч/км в год, при напряжении, кВ						
Уном	6	10		35	110	220	500
Удельные потери	0,027	0,044		0,092	0,92	1,47	4,18

Примечание.

Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365.

При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

9. Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии таких приборов учета допускается использование данных таблицы 9 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Таблица 9

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда, число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс.кВт.ч/км в год, в районе по гололеду			
		1	2	3	4
4x600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8x300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3x500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5x240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3x400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2x400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2x300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1x330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1x300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1x240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1x185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1x150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1x120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1x95 и менее	95	0,024	0,031	0,038	0,044
Примечания: 1. Удельный расход приведен в расчете на три фазы. 2. Значения расхода, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете расхода в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.					

10. Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей принимаются в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимаются в соответствии с таблицей 10.

Таблица 10

Удельные потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм ²	Удельные потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс.кВт.ч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	35	110	220	
10	0,14	0,33	—	—	—	
16	0,17	0,37	—	—	—	
25	0,26	0,55	—	—	—	
35	0,29	0,68	—	—	—	
50	0,33	0,75	—	—	—	
70	0,42	0,86	4,04	—	—	
95	0,55	0,99	4,45	—	—	
120	0,60	1,08	4,66	26,6	—	
150	0,67	1,17	5,26	27,0	—	
185	0,74	1,28	5,46	29,1	—	
240	0,83	1,67	7,12	32,4	—	
300	—	—	—	35,2	80,0	
400	—	—	—	37,4	90,0	
500	—	—	—	44,4	100,0	
625	—	—	—	49,3	108,0	
800	—	—	—	58,2	120,0	

Примечание: Значения потерь, приведенные в таблице, соответствуют году с числом дней 365. При расчете потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366/365$.

11. Расход электроэнергии СН подстанций определяется на основе приборов учета, установленных на высшей стороне трансформаторов собственных нужд (далее - ТСН). При установке прибора учета на низшей стороне ТСН потери электроэнергии в ТСН, рассчитанные в соответствии с настоящей Инструкцией, добавляются к показанию счетчика.

В случае отсутствия приборов учета электроэнергии на СН ПС 10(6)/0,4 кВ удельный расход электроэнергии (кВт.ч/кВ·А) определяется по результатам энергетического обследования.

§ 2. Расчет активных сопротивлений линий, шинопроводов, обмоток трансформаторов (автотрансформаторов)

12. Активное сопротивление ВЛ определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{r_0^{20} \cdot L \cdot (1 + 0,004 \cdot (\theta - 20))}{n_{\text{Ц}} \text{ Ом}}, \quad (5)$$

где r_0^{20} – удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 20°C, Ом/км;

L – длина линии, км;

θ – средняя температура провода за базовый период, °C;

$n_{\text{ц}}$ – количество параллельных цепей, шт.

В формуле (5) принимается, что при средней загрузке линий ниже экономической плотности тока, температура провода приблизительно равна температуре воздуха.

При отсутствии данных о температуре провода, она принимается равной 20°C.

13. Активное сопротивление КЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{\text{кл}} = \frac{r_0 \cdot L}{n_{\text{ц}}}, \text{ Ом}, \quad (6)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление на 1 км кабеля, Ом/км;

L – длина кабеля, км;

$n_{\text{ц}}$ – количество параллельных цепей, шт.

14. Активное сопротивление шинопровода определяется по формуле:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{s} \cdot \left[1 + k_{\text{и,с}} \cdot (\theta - 20) \right], \text{ Ом}, \quad (7)$$

где ρ – удельное сопротивление шинопровода, Ом·мм²/м;

l – длина шинопровода, м;

s – сечение шинопровода, мм²;

$k_{\text{и,с}}$ – температурный коэффициент изменения сопротивления (для меди и алюминия $k_{\text{и,с}} = 0,004$);

θ – средняя температура за базовый период, при которой определяют сопротивление шинопровода, °C.

При отсутствии данных о температуре шинопровода, она принимается равной 20°C.

Если в паспортных данных шинопровода указано значение удельного активного сопротивления на 1 км шинопровода, то активное сопротивление определяется произведением значений удельного активного сопротивления и длины шинопровода.

15. Активное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{Bном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу}, \quad (8)$$

где ΔP_{K3} – потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{Bном}$ – номинальное напряжение высшей обмотки, кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трехфазного трансформатора, МВА.

В случае двухобмоточных однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу, активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{Bном}^2}{3^2 \cdot S_{номтр}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу}, \quad (9)$$

где $S_{номтр}$ – номинальная мощность двухобмоточного однофазного трансформатора, МВА.

16. Активные сопротивления трехобмоточного трехфазного трансформатора (автотрансформатора) при равных мощностях обмоток высшего, среднего и низшего напряжений определяются в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$\begin{aligned} R_{ТВ} &= \frac{U_{Bном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot (\Delta P_{K3 В-П} + \Delta P_{K3 В-С} - \Delta P_{K3 С-П}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\ R_{ТС} &= \frac{U_{Bном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot (\Delta P_{K3 В-С} + \Delta P_{K3 С-П} - \Delta P_{K3 В-П}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\ R_{ТП} &= \frac{U_{Bном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot (\Delta P_{K3 В-П} + \Delta P_{K3 С-П} - \Delta P_{K3 В-С}) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (10)$$

где $\Delta P_{K3 В-С}$, $\Delta P_{K3 В-П}$, $\Delta P_{K3 С-П}$ – потери мощности короткого замыкания для пар обмоток, кВт;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трехобмоточного трехфазного трансформатора, МВА.

Активные сопротивления трехобмоточного трехфазного трансформатора с обмотками различной номинальной мощности, определяются в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$\begin{aligned} R_{ТВ} &= \frac{U_{Bном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot \left(\frac{\Delta P_{K3 В-П}}{\alpha^2} + \Delta P_{K3 В-С} - \frac{\Delta P_{K3 С-П}}{\alpha^2} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\ R_{ТС} &= \frac{U_{Bном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot \left(\Delta P_{K3 В-С} + \frac{\Delta P_{K3 С-П}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{K3 В-П}}{\alpha^2} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}; \\ R_{ТП} &= \frac{U_{Bном}^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \cdot \left(\frac{\Delta P_{K3 В-П}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{K3 С-П}}{\alpha^2} - \Delta P_{K3 В-С} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (11)$$

где α - коэффициент, учитывающий приведение потерь короткого замыкания для трансформаторов с обмотками различной номинальной мощности к мощности обмотки высшего напряжения:

$$\alpha = 1 - \frac{U_{\text{СНОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}}}, \text{ о.е.}, \quad (12)$$

где $U_{\text{ВНОМ}}$, $U_{\text{СНОМ}}$ – номинальное напряжение высшей и средней обмотки, кВ.

Если паспортные данные оборудования содержат одно из трех значений потерь короткого замыкания, то расчет активных сопротивлений выполняется с использованием «сквозного активного сопротивления» с последующим его разделением по ветвям схемы замещения в пропорциях, определяемых отношениями номинальных мощностей обмоток, представленных в таблице 11.

Сквозное активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_{\text{СКВ}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом} \quad (13)$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ - потери короткого замыкания при номинальной нагрузке обмотки высшего напряжения, кВт.

Таблица 11

**Соотношение мощностей и активных сопротивлений
трехобмоточного трансформатора**

Мощность обмоток трансформатора по отношению к номинальной, %			Активное сопротивление, Ом		
$S_{\text{В}}$	$S_{\text{С}}$	$S_{\text{Н}}$	$R_{\text{Т В}}$	$R_{\text{Т С}}$	$R_{\text{Т Н}}$
100	100	100	$0,5R_{\text{СКВ}}$	$0,5R_{\text{СКВ}}$	$0,5R_{\text{СКВ}}$
100	67	100	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,75 R_{\text{СКВ}}$	$0,5 R_{\text{СКВ}}$
100	100	67	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,75 R_{\text{СКВ}}$
100	67	67	$0,55 R_{\text{СКВ}}$	$0,82 R_{\text{СКВ}}$	$0,82 R_{\text{СКВ}}$
100	100	50	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$R_{\text{СКВ}}$
100	50	50	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$R_{\text{СКВ}}$	$R_{\text{СКВ}}$
100	100	33	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$0,5 R_{\text{СКВ}}$	$1,5 R_{\text{СКВ}}$

17. Активные сопротивления трехобмоточных однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу, определяются по формуле: (14)

$$R_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{3^2 \cdot S_{\text{НОМ тр}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу}$$

где $S_{\text{ном тр}}$ – номинальная мощность трехобмоточного однофазного трансформатора из группы, МВА.

18. Активные сопротивления трансформатора с расщепленной обмоткой определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{\text{ТВ}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{U_{\text{Вном}}^2}{2 \cdot S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad (15)$$

$$R_{\text{ТН1}} = R_{\text{ТН2}} = 2 \cdot R_{\text{ТВ}}.$$

§ 3. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии

19. Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя потери в:

- воздушных и кабельных линиях;
- трансформаторах (автотрансформаторах);
- шинопроводах;
- токоограничивающих реакторах.

§ 4. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей

20. Нагрузочные потери электроэнергии в каждом элементе электрических сетей могут быть рассчитаны одним из двух методов в зависимости от информационной обеспеченности (методы представлены в порядке понижения точности получаемых результатов расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) средних нагрузок.

§ 5. Метод оперативных расчетов

21. Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{н j}} = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^M (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3} = R \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j \right) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.ч}, \quad (16)$$

где R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, Ом;

I_j – токовая нагрузка ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемая на интервале времени Δt_j неизменной, А;

P_j, Q_j – значения активной и реактивной мощности ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемые на интервале времени Δt_j неизменными, МВт, Мвар, соответственно;

U_j – значение напряжения на ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принятое на интервале Δt_j неизменным, кВ;

Δt_j – интервал времени, в течение которого нагрузка элемента сети с сопротивлением R принимается неизменной;

M – количество интервалов времени Δt_j в базовом периоде.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{н.тр.}} = \sum_{j=1}^M 3 \cdot (I_{\text{AT(ТР) В}}^2 \cdot R_{\text{AT(ТР) В}} + I_{\text{AT(ТР) С}}^2 \cdot R_{\text{AT(ТР) С}} + I_{\text{AT(ТР) Н}}^2 \cdot R_{\text{AT(ТР) Н}}) \cdot \Delta t_j \cdot 10^{-3} =$$

$$\sum_{j=1}^M \left(\frac{P_{\text{AT(ТР) В}}^2 + Q_{\text{AT(ТР) В}}^2}{U_{\text{AT(ТР) В}}^2} \cdot R_{\text{AT(ТР) В}} + \frac{P_{\text{AT(ТР) С}}^2 + Q_{\text{AT(ТР) С}}^2}{U_{\text{AT(ТР) С}}^2} \cdot R_{\text{AT(ТР) С}} + \right.$$

$$\left. + \frac{P_{\text{AT(ТР) Н}}^2 + Q_{\text{AT(ТР) Н}}^2}{U_{\text{AT(ТР) Н}}^2} \cdot R_{\text{AT(ТР) Н}} \right) \cdot \Delta t_j \cdot 10^3$$

(17)

, кВт.ч,

где $P_{\text{AT(ТР) В}}, P_{\text{AT(ТР) С}}, P_{\text{AT(ТР) Н}}, Q_{\text{AT(ТР) В}}, Q_{\text{AT(ТР) С}}, Q_{\text{AT(ТР) Н}}, I_{\text{AT(ТР) В}}, I_{\text{AT(ТР) С}}, I_{\text{AT(ТР) Н}}$ – значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок по обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), принимаемые на интервале Δt_j неизменными, МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{\text{AT(ТР) В}}, U_{\text{AT(ТР) С}}, U_{\text{AT(ТР) Н}}$ – значения напряжения по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора) на интервале времени Δt_j , кВ;

$R_{\text{AT(ТР) В}}, R_{\text{AT(ТР) С}}, R_{\text{AT(ТР) Н}}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), Ом.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов на каждом интервале времени Δt_j расчетного периода T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Нагрузочные потери электроэнергии в токоограничивающем реакторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{н.ТОР}} = 3 \cdot \Delta P_{\text{н.ТОР}} \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{I_j}{I_{\text{н}}} \right)^2 \cdot \Delta t_j$$

(18)

, кВт.ч,

где $\Delta P_{\text{н.ТОР}}$ – значение потерь активной мощности в фазе реактора при его номинальном токе, кВт;

$I_{\text{н}}$ – значение номинального тока, А;

I_j – значение рабочего тока, принимаемого на интервале Δt_j неизменными, А.

§ 6. Метод средних нагрузок

22. Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_n = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_\phi^2, \text{ кВт.ч,} \quad (19)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе при средних за базовый период нагрузках, кВт, определяются по формуле (22);

k_ϕ^2 – квадрат коэффициента формы графика за базовый период, о.е.;

k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;

T – число часов в базовом периоде, ч.

Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_\phi^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \text{ о.е.,} \quad (20)$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{max} T} = \frac{T_{max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \text{ о.е.,} \quad (21)$$

где W_o – Поступление электроэнергии в сеть за время T , кВт.ч;

T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки, допускается $k_3 = 0,5$.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{cp}^2} \cdot R = \frac{P_{cp}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{cp}^2} \cdot R \cdot 10^3, \text{ кВт,} \quad (22)$$

где P_{cp} , Q_{cp} – средние значения активной и реактивной мощности за базовый период T , МВт, Мвар;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

U_{cp} – среднее напряжение элемента за базовый период T , кВ;

I_{cp} – среднее значение токовой нагрузки, А, определяется по формуле (23);

R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинпровода или двухобмоточного трансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется по формуле:

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T}, \text{ кВт};$$

$$I_{cp} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot T \cdot \cos \varphi}, \text{ А}, \quad (23)$$

где W_T – электроэнергия в узле за базовый период T , кВт.ч.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{HAT(TP)} = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \text{ кВт.ч}, \quad (24)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) при средних за базовый период нагрузках, кВт, определяются по формуле (25).

Коэффициент формы графика определяется по формулам (20-21).

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta P_{HAT(TP)} &= 3 \cdot (I_{CPAT(TP)B}^2 \cdot R_{AT(TP)B} + I_{CPAT(TP)C}^2 \cdot R_{AT(TP)C} + I_{CPAT(TP)H}^2 \cdot R_{AT(TP)H}) \cdot 10^{-3} = \\ &= \left(\frac{P_{CPAT(TP)B}^2 + Q_{CPAT(TP)B}^2}{U_{CPAT(TP)B}^2} \cdot R_{AT(TP)B} + \frac{P_{CPAT(TP)C}^2 + Q_{CPAT(TP)C}^2}{U_{CPAT(TP)C}^2} \cdot R_{AT(TP)C} + \right. \\ &+ \left. \frac{P_{CPAT(TP)H}^2 + Q_{CPAT(TP)H}^2}{U_{CPAT(TP)H}^2} \cdot R_{AT(TP)H} \right) \cdot 10^3 = \left(\frac{P_{CPAT(TP)B}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(TP)B}^2} \cdot R_{AT(TP)B} + \right. \\ &+ \left. \frac{P_{CPAT(TP)C}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(TP)C}^2} \cdot R_{AT(TP)C} + \frac{P_{CPAT(TP)H}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(TP)H}^2} \cdot R_{AT(TP)H} \right) \cdot 10^3, \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (25)$$

где $P_{CPAT(TP)B}$, $P_{CPAT(TP)C}$, $P_{CPAT(TP)H}$, $Q_{CPAT(TP)B}$, $Q_{CPAT(TP)C}$, $Q_{CPAT(TP)H}$, $I_{CPAT(TP)B}$, $I_{CPAT(TP)C}$, $I_{CPAT(TP)H}$ – средние значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за базовый период T по обмоткам

автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{CP AT(TP) B}$, $U_{CP AT(TP) C}$, $U_{CP AT(TP) H}$ – средние значения напряжения за базовый период T по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), кВ;

tgj – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$R_{AT(TP) B}$, $R_{AT(TP) C}$, $R_{AT(TP) H}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется по формуле (23) для каждой обмотки отдельно.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов за базовый период T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Нагрузочные потери мощности в токоограничивающем реакторе с использованием среднего рабочего тока за базовый период T :

$$\Delta W_{H TOP} = k_k \cdot \Delta P_{H TOP CP} \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \text{ кВт.ч,} \quad (26)$$

где $\Delta P_{H TOP CP}$ – потери мощности в токоограничивающем реакторе при средних за базовый период нагрузках узлов, кВт, определяются по формуле (27).

Коэффициент формы графика определяется по формулам (20-21).

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в токоограничивающем реакторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{H TOP} = 3 \cdot \Delta P_{H TOP CP} \cdot \left(\frac{I_{CP}}{I_H} \right)^2, \quad (27)$$

где I_{CP} – значение среднего рабочего тока в базовом периоде T , А.

Средняя нагрузка определяется по формуле (23).

§ 7. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в электрической сети в целом

23. Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети в целом за T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из пяти следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности.

5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1–4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2–4 могут рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за базовый период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в базовый период месяцев (расчетных интервалов).

24. Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij} \cdot 10^{-3} \quad \text{кВт.ч,} \quad (28)$$

где n - число элементов сети;

Δt_{ij} - интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной;

m - число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов и автоматизированных систем учета электрической энергии.

25. Метод расчетных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{н.ж} = k_{л} \cdot k_{ф.м}^2 \cdot \Delta W_{сут} \cdot D_{экв.ж}, \quad \text{кВт.ч,} \quad (29)$$

где $\Delta W_{сут}$ - потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным поступлением электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам, кВт.ч;

$k_{л}$ - коэффициент, учитывающий влияние потерь в armature ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;

$k_{ф.м}^2$ - квадрат коэффициента формы графика суточных поступлений электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$D_{\text{экв } j}$ - эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{\text{экв } j} = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 D_{mi} / W_{m.p}^2, \quad (30)$$

где W_{mi} - поступление электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{mi} , кВт.ч;
 $W_{m.p}$ - то же, в базовом месяце, кВт.ч;
 N_j - число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{\text{экв } j} = D_{mi}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{\text{сут}}$ определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в базовом периоде определяются как сумма потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета $\Delta W_{\text{сут}}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (30) $N_j = 12$.

Коэффициент $k_{\text{ф.м}}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \sum_{i=1}^{D_m} W_i^2 / (W_{\text{ср.сут}}^2 D_m), \quad (31)$$

где W_i - поступление электроэнергии в сеть за i -й день месяца, кВт.ч;
 D_m - число дней в месяце.

При отсутствии данных об поступлении электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\text{ф.м}}^2$ определяется по формуле:

$$k_{\text{ф.м}}^2 = \frac{(D_p + k_w^2 D_{n.p}) D_m}{(D_p + k_w D_{n.p})^2}, \quad (32)$$

где D_p , $D_{n.p}$ - число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_p + D_{n.p}$);
 k_w - отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_w = W_{n.p} / W_p$.

26. Метод средних нагрузок состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_l k_k \Delta P_{\text{ср}} T_j k_{\text{ф}}^2, \text{ кВт.ч}, \quad (33)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, кВт;

- k_{ϕ}^2 - квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;
 k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;
 T_j - продолжительность j-го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{cp}^2 T) \quad (34)$$

- где P_i - значение нагрузки на i-й ступени графика продолжительностью Δt_i , кВт;
 m - число ступеней графика на расчетном интервале;
 P_{cp} - средняя нагрузка сети за расчетный интервал, кВт.

Коэффициент k_k в формуле (33) принимается равным 0,99. Для сетей 6–10 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{cp} в формуле (34) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{cp} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot k_{\phi.N}^2, \quad (35)$$

- где $k_{\phi.c}^2$ - квадрат коэффициента формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (34);
 $k_{\phi.N}^2$ - квадрат коэффициента формы графика месячных поступлений электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j \cdot W_{cp.mec}^2), \quad (36)$$

- где W_{mi} - Поступление электроэнергии в сеть за i-й месяц расчетного интервала, кВт.ч;
 $W_{cp.mec}$ - среднемесечный поступление электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала, кВт.ч.

При расчете потерь за месяц $k_{\phi.N}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3} \quad (37)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{W_o}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}, \quad (38)$$

где W_o - поступление электроэнергии в сеть за время T , кВт.ч;

$T_{\max}$ - число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Средняя нагрузка i -го узла определяется по формуле:

$$P_{\text{ср } i} = \frac{W_i}{T} \text{ кВт}, \quad (39)$$

где W_i - энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T , кВт.ч.

27. Метод числа часов наибольших потерь мощности состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_{\text{л}} k_k \Delta P_{\max} T_j \tau_o, \text{ кВт.ч} \quad (40)$$

где $\Delta P_{\max}$ - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети, кВт;

τ_o - относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau_o = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\max}^2 T_j), \quad (41)$$

где $P_{\max}$ - наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале, кВт.

Коэффициент k_k в формуле (40) принимается равным 1,03. Для сетей 6–10 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\max}$ в формуле (41) могут использоваться значения тока головного участка I_i и $I_{\max}$. В этом случае коэффициент k_k принимается равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

$$\tau_o = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N \quad (42)$$

относительное число часов наибольших потерь
 где τ_c - мощности, рассчитанное по формуле (41) для суточного
 графика дня контрольных замеров.

Значения τ_m и τ_N рассчитываются по формулам:

$$\tau_m = \frac{D_p + k_w^2 D_{n,p}}{D_m} \quad (43)$$

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} W_{mi}^2 / (N_j W_{m,p}^2), \quad (44)$$

где $W_{m,p}$ - поступление электроэнергии в сеть в расчетном месяце, кВт.

При расчете потерь за месяц $\tau_N = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение τ_o определяется по формуле:

$$\tau_o = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}. \quad (45)$$

28. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети применяется для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ.

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ рассчитываются следующими методами:

- оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;
- расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжений;
- поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Потери электроэнергии в N линиях 0,4 кВ со средним сечением головных участков $F_{гр, мм^2}$ поступлением электроэнергии в линии $W_{0,4}$, тыс.кВт.ч, за период D, дней, рассчитываются в соответствии с методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети по формуле:

$$\Delta W = k_{0,4} \cdot \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \cdot \frac{(1 - d_n)^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot L_{эв}}{F_{гр} \cdot D} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3} \text{ тыс.кВт.ч}, \quad (46)$$

где $L_{эв}$ - эквивалентная суммарная длина линий, км;
 $\operatorname{tg} \varphi$ - средний коэффициент реактивной мощности;

$k_{0,4}$	-	коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз;
d_n	-	доля электроэнергии, потребляемая на расстоянии 1-2 пролета от ТП, по отношению к суммарному поступлению в сеть 0,4 кВ.

Примечания:

Метод оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети может применяться для расчета потерь электроэнергии в совокупности линий общим количеством не менее суммарного количества линий, отходящих от 100 шт. ТП 6-10/0,4 кВ или более. Для электрических сетей меньшего объема применяются:

- метод поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров (пункты 21, 22).

- метод расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения по формулам (51-53).

Эквивалентная суммарная длина N линий определяется по формуле:

$$L_{\text{экв}} = L_{\text{м}} + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \text{ км} \quad (47)$$

где $L_{\text{м}}$ - суммарная длина магистралей N линий 0,4 кВ, км;
 L_{2-3} - суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км;
 L_1 - суммарная длина однофазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км.

Примечания:

1. При определении магистрали одной линии 0,4 кВ рассчитывается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6–10/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

2. При определении эквивалентной длины линии в длину ответвления не включаются электрические сети, относящиеся к общедомовому имуществу многоквартирных жилых домов (в том числе внутридомовые электрические сети), а также ответвления к жилым домам, если граница балансовой принадлежности (эксплуатационной ответственности) находится на опоре.

При наличии алюминиевых, стальных и медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (47) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = L_a + 4 L_c + 0,6 L_{\text{мед}}, \text{ км} \quad (48)$$

где $L_a, L_c, L_{\text{мед}}$ - длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно, км.

Коэффициент $k_{0,4}$ определяют по формуле:

$$k_{0,4} = k_u (7,78 - 2,67d_p - 1,48d_p^2) \cdot (1,25 + 0,14 \cdot d_p) \quad (49)$$

где d_p - доля энергии, поступления населению по отношению к суммарному поступлению в сеть 0,4 кВ, о.е.;
 k_u - коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 400/230 В и равным 3 для линии 220/127 В.

Коэффициент $F_{\text{г ср}}$ определяется по формуле:

$$F_{\text{г ср}} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{\text{гi}} \cdot L_{\text{гi}}}{\sum_{i=1}^N L_{\text{гi}}} \text{ мм}^2, \quad (50)$$

где $F_{\text{гi}}$ – сечение головного участка i -ой линии, мм²;

$L_{\text{гi}}$ – длина головного участка i -ой линии, км.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности, принимается $k_z = 0,5$; $\text{tg } \varphi = 0,6$.

При отсутствии учета электроэнергии, поступающей в линии 0,4 кВ, ее значение определяется, вычитанием из энергии, отпущенной в сеть 6-10 кВ, потерь в оборудовании 6-10 кВ и энергии, отпущенной в трансформаторные подстанции (далее – ТП) 6-10/0,4 кВ, энергии, отпущенной потребителям, подключенным к шинам ТП и линии 0,4 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

Для реализации метода расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения производятся измерения уровней фазных напряжений на шинах ТП и в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки. По данным измерений определяется абсолютная и относительная величина потерь напряжения (ΔU) в процентах по отношению к среднему фазному напряжению на шинах 0,4 кВ ТП 6-10/0,4 кВ.

Потери электроэнергии в линии напряжением 0,4 кВ (от % поступления электроэнергии в сеть) определяются по формуле:

$$\Delta W_{\%} = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U \frac{\tau}{T_{\text{макс}}}, \quad (51)$$

где ΔU - потеря напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее электрически удаленного электроприемника, %;

$K_{\text{нер}}$ - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Если измеренные уровни фазных напряжений на шинах ТП различны, то при определении ΔU напряжение на шинах ТП принимается как среднее арифметическое из трех измеренных значений. Если в электрически удаленной точке магистральной линии в режиме максимальной нагрузки фазное напряжение измерялось на трехфазном вводе и получены все фазные напряжения, в качестве расчетного принимается минимальное из трех измеренных значений.

Коэффициент $K_{\text{нер}}$ определяется по формуле:

$$K_{\text{нер}} = 3 \frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{(I_a + I_b + I_c)^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_n}{R_\phi}\right) - 1,5 \frac{R_n}{R_\phi}, \quad (52)$$

где I_a, I_b, I_c - измеренные токовые нагрузки фаз;

R_n/R_ϕ - отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов.

При отсутствии данных о токовых нагрузках фаз следует принимать:

для линий с $R_n/R_\phi = 1$ $K_{\text{нер}} = 1,13$;

для линий с $R_n/R_\phi = 2$ $K_{\text{нер}} = 1,2$.

Отношение $\tau/T_{\text{макс}}$ принимают в соответствии со следующими данными:

$T_{\text{макс}} \text{ ч}$	2000	3000	4000	5000	6000
$\tau/T_{\text{макс}}$	0,46	0,52	0,6	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии, %, в К линиях 0,4 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^K I_i} \quad (53)$$

где $\Delta W_{\%}^i$ - относительные потери электроэнергии в i-й линии, определенные по формуле (51);

I_i - максимальная нагрузка головного участка i-й линии.

При необходимости точного расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ и при наличии достаточного количества исходной информации, а также при расчете потерь электроэнергии в отдельных линиях 0,4 кВ рекомендуется использовать методы поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров (пункты 21, 22).

Расчеты потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения и поэлементные расчеты потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров допускается проводить по случайной выборке распределительных линий 0,4 кВ, питающихся от не менее чем 20 % суммарного количества ТП 6-10/0,4 кВ, если это количество превышает 100 шт.

§ 8. Порядок расчета потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии

Абсолютные потери электроэнергии (тыс.кВт.ч), обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии ($W_{\text{погр.Б}}$), определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по электрической сети с учетом данных за базовый период по формуле:

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2} \quad (54)$$

где δ_i (δ_j)	-	погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной электроэнергии по электрической сети, %;
W_i (W_j)	-	прием (отдача) электроэнергии, зафиксированные измерительными каналами активной электроэнергии по электрической сети, тыс.кВт.ч;
n	-	количество точек учета, фиксирующих прием электроэнергии, шт.;
m	-	количество точек учета, фиксирующих отдачу электроэнергии, в том числе крупным потребителям, шт.;
k_3	-	количество точек учета трехфазных потребителей (за минусом, учтенных в « m »), шт.;
k_1	-	количество точек учета однофазных потребителей (за минусом, учтенных в « m »), шт.;

W_3	-	потребление электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в «т»), тыс.кВт.ч;
W_1	-	потребление электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в «т»), тыс.кВт.ч.

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, для электрических сетей в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{ос.Б}}}, \quad (55)$$

где $W_{\text{ос.Б}}$ - Поступление электроэнергии в сеть в целом по электрической сети за базовый период.

Погрешность измерительного канала активной электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{тг}}^2 + \delta_{\text{тн}}^2 + \delta_{\text{л}}^2}, \quad (56)$$

где $\delta_{\text{сч}}, \delta_{\text{тг}}, \delta_{\text{тн}}$ - основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{\text{л}}$ - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, по уровням напряжения распределяются пропорционально поступлению в сеть по уровням напряжения как в базовом, так и в регулируемом периодах.

В случае если в базовом году технологические потери электроэнергии превышают фактические (отчетные) потери электроэнергии, то в регулируемом году потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, принимаются равными нулю.

Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Номенклатура включает расход электроэнергии на следующие цели:

- охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов;
- обогрев, освещение и вентиляцию помещений (ОПУ, ЗРУ, ОВБ аккумуляторной, компрессорной, насосной пожаротушения, здание вспомогательных устройств синхронных компенсаторов, проходной);
- освещение территории;
- зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей;
- питание оперативных цепей и цепей управления (на подстанциях с переменным оперативным током);
- обогрев ячеек КРУН (с аппаратурой релейной защиты и автоматики, счетчиками или выключателями) и релейных шкафов наружной установки;
- обогрев приводов и баков масляных выключателей;
- обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей;
- обогрев приводов и маслобаков переключающих устройств РПН;
- обогрев электродвигательных приводов разъединителей;
- обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях;
- обогрев агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;
- питание компрессоров;
- обогрев воздухохранилищ;
- вспомогательные устройства синхронных компенсаторов (масляные, циркуляционные и дренажные насосы, задвижки, автоматика);
- электропитание аппаратуры связи и телемеханики;
- небольшие по объему ремонтные работы, выполняемые в процессе эксплуатации;
- прочие: дренажные насосные, устройства РПН, дистилляторы, мелкие станки и приспособления и т.д.

К расходу электроэнергии на собственные нужды подстанций относится также расход электроэнергии на электроприемники, наличие которых обусловлено спецификой эксплуатации оборудования подстанций: кондиционирование помещения щита управления (жаркая климатическая зона), обогрев дорожек к оборудованию на открытой части подстанции (в районах с обильными снегопадами) и т.п.

В состав электроприемников собственных нужд подстанций не должны включаться потребители электроэнергии на хозяйственные нужды.

Приложение 3

Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии (образец)

Таблица 1 - Показатели баланса электроэнергии в целом по электрическим сетям ЭК

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Наименование ПЭС			
			Численное значение показателя по годам			
			Год, предшествующий базовому	Базовый год	Текущий год	Регулируемый год
1	2	3	4	5	6	7
1	Прием электроэнергии в сеть*, всего	тыс.кВт.ч				
1.1	в том числе из ГК	тыс.кВт.ч				
1.2	из сетей ССО	тыс.кВт.ч				
1.3	из сетей ГК*	тыс.кВт.ч				
1.4	прочее	тыс.кВт.ч				
1.5		тыс.кВт.ч				
2	Отдача электроэнергии из сети*, всего	тыс.кВт.ч				
2.1	в том числе в сети ГК	тыс.кВт.ч				
2.2	Из сетей ССО*	тыс.кВт.ч				
2.3	из сетей ГК*	тыс.кВт.ч				
2.4	прочее	тыс.кВт.ч				
3	Поступление электроэнергии в сеть (п.1-п.2)*	тыс.кВт.ч				
4	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии, всего	тыс.кВт.ч				
4.1	в том числе: расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	тыс.кВт.ч				
5	Фактические (отчетные) потери электроэнергии (п.3-п.4)	тыс.кВт.ч				

5.1	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть(п.5/п.3)	%				
6	Потери электроэнергии, учтенные в тарифе на передачу электроэнергии, всего	тыс.кВт.ч				
		%				
6.1	в том числе по сети ВН	тыс.кВт.ч				
		%				
6.2	по сети СНІ	тыс.кВт.ч				
		%				
6.3	по сети СНІІ	тыс.кВт.ч				
		%				
6.4	по сети НН	тыс.кВт.ч				
		%				
7	Сверхнормативные потери электроэнергии (п.5-п.6)	тыс.кВт.ч				
		%				
7.1	Сверхнормативные потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.7/п.3)	%				
* Примечания: 1. Прием электроэнергии в сеть определяется как сумма объемов электроэнергии, поступившей (поставленной) в электрическую сеть из других (смежных) сетевых организаций и от производителей электроэнергии (несальдируемая величина). 2. ССО - смежная сетевая организация. 3. ГК - генерирующая компания. 4. Отдача электроэнергии из сети определяется как сумма объемов электроэнергии, отпущенной из электрической сети в другие смежные сетевые организации и в сети производителей электроэнергии (не включая объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии) (несальдируемая величина) 5. Поступление электроэнергии в электрическую сеть (поступление в сеть) определяется как разность между приемом электроэнергии в сеть и ее отдачей из электрической сети.						

Подпись

Ф.И.О.

Должность



Таблица 2 - Структура баланса электроэнергии по уровням напряжения в базовом году _

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Наименование ПЭС						
			Численное значение показателей по уровням напряжения						
			Всего	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Прием электроэнергии в сеть, всего	тыс.кВт.ч							
1.1.	в том числе из ГК	тыс.кВт.ч							
1.2	из сетей ССО*	тыс.кВт.ч							
1.3	из сетей ГК*	тыс.кВт.ч							
1.4	прочее	тыс.кВт.ч							
2.	Отдача электроэнергии из сетей, всего	тыс.кВт.ч							
2.1	в том числе из ГК								
2.2	из сетей ССО*	тыс.кВт.ч							
2.3	Из сетей ГК	тыс.кВт.ч							
2.4	прочее	тыс.кВт.ч							
		тыс.кВт.ч							
3.	Прием электроэнергии из сети смежного напряжения, всего	тыс.кВт.ч							
3.1		тыс.кВт.ч							
3.2	из сетей 500 кВ	тыс.кВт.ч							
3.3	из сетей 220 кВ	тыс.кВт.ч							
3.4	из сетей 110 кВ	тыс.кВт.ч							
3.5	из сетей 35 кВ	тыс.кВт.ч							
3.6	из сетей 1-10 кВ	тыс.кВт.ч							
3.7	из сетей 0,4 кВ	тыс.кВт.ч							
4	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения, всего	тыс.кВт.ч							
4.1	в том числе в сеть 500 кВ	тыс.кВт.ч							
4.2	в сеть 220 кВ	тыс.кВт.ч							
4.3	в сеть 110 кВ	тыс.кВт.ч							

	в сеть 35 кВ	тыс.кВт.ч								
	в сеть 1-10 кВ	тыс.кВт.ч								
	в сеть 0,4 кВ	тыс.кВт.ч								
	Поступление электроэнергии в сеть (п.1-п.2+п.3)*									
	Поступление электроэнергии в сеть (п.1-п.2+п.3)*	тыс.кВт.ч								
	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии,* всего	тыс.кВт.ч								
	в том числе: объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций	тыс.кВт.ч								
	первичный уровень напряжения подстанции ВН	тыс.кВт.ч								
	первичный уровень напряжения подстанции СН1	тыс.кВт.ч								
	первичный уровень напряжения подстанции СН11	тыс.кВт.ч								
	расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	тыс.кВт.ч								
	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети (п.5-п.6-п.4)	тыс.кВт.ч								
	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.7/п.5)	%								
	Технологические потери электроэнергии, всего	тыс.кВт.ч								



	в том числе условно-постоянные	тыс.кВт.ч									
	нагрузочные	тыс.кВт.ч									
	потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	тыс.кВт.ч									
	СПРАВОЧНО: Технологические потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.8/п.5)	%									
	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии (п.7-п.8)	тыс.кВт.ч									
	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.9/п.5)	%									

*Примечания: 1. Поступление электроэнергии в сеть (строка №5) по уровням напряжения (столбцы № 5-12) определяется с учетом приема электроэнергии из сети смежного напряжения. Поступление электроэнергии в сеть в целом (столбец №4) определяется как разность между приемом электроэнергии в сеть и отдачей электроэнергии из сети (без учета приема электроэнергии из сети смежного напряжения). 2. Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии определяется как сумма объемов переданной электроэнергии, сформированных в соответствии с фактическим уровнем номинального напряжения оборудования ЭС, к которому подключен потребитель услуг по передаче электроэнергии. 3. Значения в строке 6 не являются суммой значений строк 6.1. и 6.2. 4. В строке 6.1 указывается полная сумма объема переданной электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций. 5. В строке 6.2 указывается полная сумма объема электроэнергии на производственные (хозяйственные) нужды.

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 2А - Структура баланса электроэнергии по уровням напряжения в прогнозном году _

Наименование ЭК											
№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Численное значение показателей по уровням напряжения								
			Всего		500 кВ		220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4		5		6	7	8	9	10
1	Прием электроэнергии в сеть, всего	тыс.кВт.ч									
1.1	в том числе из сетей ГК	тыс.кВт.ч									
1.2	из сетей ССО	тыс.кВт.ч									
1.3	прочее	тыс.кВт.ч									
		тыс.кВт.ч									
		тыс.кВт.ч									
2	Отдача электроэнергии из сетей, всего	тыс.кВт.ч									
2.1	в том числе в сети ГК	тыс.кВт.ч									
2.2	в сети ССО	тыс.кВт.ч									
2.3	прочее	тыс.кВт.ч									
		тыс.кВт.ч									
3	Прием электроэнергии из сети смежного напряжения, всего	тыс.кВт.ч									
		тыс.кВт.ч									
3.1	из сетей 500 кВ	тыс.кВт.ч									
3.2	из сетей 220 кВ	тыс.кВт.ч									
3.3	из сетей 110 кВ	тыс.кВт.ч									
3.4	из сетей 35 кВ	тыс.кВт.ч									
3.5	из сетей 1-10 кВ	тыс.кВт.ч									
		тыс.кВт.ч									
4	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения, всего	тыс.кВт.ч									
4.1	в том числе в сеть 500 кВ	тыс.кВт.ч									
4.2	в сеть220 кВ	тыс.кВт.ч									
4.3	в сеть 110 кВ	тыс.кВт.ч									

4.4	в сеть 35 кВ	тыс.кВт.ч								
4.5	в сеть 1-10 кВ	тыс.кВт.ч								
4.6	в сеть 0,4 кВ	тыс.кВт.ч								
5	Поступление электроэнергии в сеть (п.1-п.2+п.3)*	тыс.кВт.ч								
		тыс.кВт.ч								
6	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии всего	тыс.кВт.ч								
6.1	в том числе: объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций	тыс.кВт.ч								
6.1.1	первичный уровень напряжения подстанции ВН	тыс.кВт.ч								
6.1.2	первичный уровень напряжения подстанции СН1	тыс.кВт.ч								
6.1.3	первичный уровень напряжения подстанции СН11	тыс.кВт.ч								
6.2	расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	тыс.кВт.ч								
7	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети (п.5-п.6-п.4)	тыс.кВт.ч								
7.1	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.7/п.5)	%								
8	Технологические потери электроэнергии, всего	тыс.кВт.ч								
8.1	в том числе условно-постоянные	тыс.кВт.ч								
8.2	нагрузочные	тыс.кВт.ч								
	потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	тыс.кВт.ч								
8.3	СПРАВОЧНО:	%								



	Технологические потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.8/п.5)										
9	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии (п.7-п.8)	тыс.кВт.ч									
9.1	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии в процентах отпоступления электроэнергии в сеть (п.9/п.5)	%									
Подпись		Ф.И.О.			Должность						

Таблица 3 - Структура перетоков электроэнергии в базовом году

Наименование ПЭС				
ССО, Производители электроэнергии, прочее	Количество уровней напряжения	Уровень напряжения, кВ	Перетоки электроэнергии, тыс.кВт.ч	
			Прием	Отдача
1	2	3	4	5
Подпись		Ф.И.О.		Должность

Таблица 4 - Структура технологических потерь электроэнергии в базовом году

Наименование ПЭС																
№ п/п	Наименование структурных составляющих	Численные значения по уровням напряжения														
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10кВ		0,4кВ			Всего	
		тыс. кВт.ч	%*	тыс. кВт.ч	%*	тыс. кВт.ч	%*	тыс. кВт.ч	% *	тыс. кВт.ч	%*	тыс. кВт.ч	%*		тыс. кВт.ч	%*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16
1	Поступление электроэнергии в сеть (п.5 таблицы 2)*															
2	Условно-постоянные потери электроэнергии															
2.1	Холостой ход трансформаторов															
2.2	Корона в воздушных линиях															
2.3	Токи утечки в воздушных линиях															
2.4	Изоляция в кабельных линиях															
2.5	Измерительные трансформаторы тока															

2.6	Измерительные трансформаторы напряжения															
2.7	Счетчики прямого включения															
2.8	Шунтирующие реакторы															
2.9	Соединительные провода и сборные шины подстанций															
2.10	Вентильные разрядники															
2.11	Ограничители перенапряжений															
2.12	Устройства присоединения ВЧ-связи															
2.13	Компенсирующие устройства															
2.14	Расход электроэнергии на собственные нужды															
2.15	Расход электроэнергии на плавку гололеда															
3	Нагрузочные потери электроэнергии															

3.1	Трансформаторы															
3.2	Линии															
3.3	Токоограничивающие реакторы															
3.4	Шинопроводы															
4	Технические потери электроэнергии (п.2+п.3)															
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета															
6	Технологические потери электроэнергии (п.4+п.5)															
* Примечание: Проценты справочно определяются к поступлению электроэнергии в сеть по уровням напряжения.																

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 4А - Структура технологических потерь электроэнергии в прогнозном году _

№ п/п	Наименование структурных составляющих	Наименование ПЭС																	
		Численные значения по уровням напряжения																	
		500кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10кВ		0,4кВ		Всего					
		тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%	тыс. кВт.ч	%				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16				
1	Поступление электроэнергии в сеть (п.5 таблицы 2А)																		
2	Условно-постоянные потери электроэнергии																		
2.1	Холостой ход трансформаторов																		
2.2	Корона в воздушных линиях																		
2.3	Токи утечки в воздушных линиях																		
2.4	Изоляция в кабельных линиях																		
2.5	Измерительные трансформаторы тока																		
2.6	Измерительные трансформаторы напряжения																		
2.7	Счетчики прямого включения																		
2.8	Шунтирующие реакторы																		
2.9	Соединительные провода и сборные шины подстанций																		
2.10	Вентильные разрядники																		

2.11	Ограничители перенапряжений																		
2.12	Устройства присоединения ВЧ-связи																		
2.13	Компенсирующие устройства																		
2.14	Расход электроэнергии на собственные нужды																		
2.15	Расход электроэнергии на плавку гололеда																		
3	Нагрузочные потери электроэнергии																		
3.1	Трансформаторы																		
3.2	Линии																		
3.3	Токоограничивающие реакторы																		
3.4	Шинопроводы																		
4	Технические потери электроэнергии (п.2+п.3)																		
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета																		
6	Технологические потери электроэнергии (п.4+п.5)																		

Должность

Подпись

Ф.И.О.

Таблица 5 - Программа снижения потерь электроэнергии

Наименование ПЭС											
№ п/п	Наименование мероприятий	Срок исполнения		Ответственная служба	Объем мероприятий	Годовое снижение потерь электроэнергии от внедрения мероприятий, тыс.кВт.ч/%					
		начало	окончание			Базовый год (t)	Текущий год (t+1)	Регулируемый год (t+2)	Год (t+3)	Год (t+4)	Год (t+5)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Организационные мероприятия										
1.1											
2	Технические мероприятия										
2.1											
3	Совершенствование систем расчетного и технического учета										
3.1											
4	Всего										
4.1	СПРАВОЧНО: Всего в процентах от фактических потерь электроэнергии										
4.2	СПРАВОЧНО:										

	Всего в процентах от поступления электроэнергии в сеть										
--	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 6 - Сводный баланс электроэнергии по уровням напряжения в базовом и регулируемом годах

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Наименование ПЭС									
			Численное значение показателя по уровням напряжения									
			Базовый год					Регулируемый год				
			Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН	Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Поступления электроэнергии в сеть (п.5 таблицы 2, п.5 таблицы 2А)	тыс.кВт.ч										
2	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения	тыс.кВт.ч										
3	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии всего,	тыс.кВт.ч										
3.1	в том числе объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций	тыс.кВт.ч										
3.2	расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	тыс.кВт.ч										
4	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети (п.1-п.2-п.3)	тыс.кВт.ч										
4.1	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.4/п.1)	%										

5	Технологические потери электроэнергии	тыс.кВт.ч										
6	Нетехнические потери электроэнергии (п.4-п.5)	тыс.кВт.ч										
6.1	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.6/п.1)	%										
7.	СПРАВОЧНО: Нормативные технологические потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии в сеть (п.5/п.1)	%										

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 7 - Количество и установленная мощность трансформаторов

Наименование ПЭС						
№ п/п	Единичная мощность, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	Количество, шт.		Установленная мощность, кВ·А	
			Базовый год	Регулируемый год	Базовый год	Регулируемый год
1	2	3	4	5	6	7
1.1	До 2500	6-10				
1.2		35				
2.1	От 2500 до 10000	6-10				
2.2		35				
2.3		110				
3.1	От 10000 до 80000 включительно	6-10				
3.2		35				
3.3		110				
3.4		220				
4.1	Более 80000	110				
4.2		220				
4.3		500				
5	Итого:	-				
Примечание - Резервные не используемые трансформаторы, а также специальные трансформаторы для плавки гололеда в таблицу не включаются.						

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 8 - Количество и мощность устройств компенсации реактивной мощности

Наименование ПЭС						
№ п/п	Тип	Напряжение, кВ	Количество, шт./группы		Установленная мощность, Мвар	
		Мощность, тыс.кВ·А	Базовый год	Регулируемый год	Базовый год	Регулируемый год
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Шунтирующие реакторы	6-10 кВ				
1.2		35 кВ				
1.3		110 кВ				
1.4		500 кВ				
1.5						
1.6		Итого				
2.1	СК и генераторы, в режиме СК	до 15,0 тыс.кВ·А				
2.2		от 15,0 до 37,5 тыс.кВ·А				
2.3		50 тыс.кВ·А				
2.4		от 75,0 до 100,0 тыс.кВ·А				
2.5		160 тыс.кВ·А				
2.6		Итого				
3.1	БСК и СТК	0,4-10 кВ				
3.2		35 кВ				
3.3		110 кВ				
3.4		220 кВ и выше				
3.5		Итого				

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 9 - Протяженность (по цепям) воздушных и кабельных линий электропередачи и шинопроводов

Наименование ПЭС			
№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	
		Базовый год	Регулируемый год
1	2	3	4
1	Воздушные линии		
1.1	500 кВ		
1.2	220 кВ		
1.3	110 кВ		
1.4	35 кВ		
1.5	10 кВ		
1.6	6 кВ		
1.7	Итого от 6 кВ и выше		
1.8	500 Вольт и ниже		
1.9	Итого ниже 6 кВ		
1.10	Всего по воздушным линиям		
2	Кабельные линии		
2.1	220 кВ		
2.2	110 кВ		
2.3	35 кВ		
2.4	10 кВ		
2.5	6 кВ		
2.6	Итого от 6 кВ и выше		
2.7	500 Вольт и ниже		
2.8	Итого ниже 6 кВ		
2.9	Всего по кабельным линиям		
3	Всего по воздушным и кабельным линиям		
3.1	Шинопроводы		
3.2	500 кВ		
3.3	220 кВ		
3.4	110 кВ		
3.5	35 кВ		



3.6	10 кВ		
3.7	6 кВ		
2.8	Всего по шинопроводам		
Подпись	Ф.И.О.	Должность	

Приложение 4

Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии^{2[2]} (образец)

Таблица 1 - Показатели баланса электроэнергии в целом по ЭК

Наименование						
№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Численное значение показателя по годам			
			Год, предшествующий базовому	Базовый год	Текущий год	Регулируемый год
1	2	3	4	5	6	7
1	Прием электроэнергии в сеть*, всего	млн.кВт.ч				
1.1	в том числе из элсетей	млн.кВт.ч				
1.2	из сетей ССО*	млн.кВт.ч				
1.3	из сетей ГК*	млн.кВт.ч				
2	Отдача электроэнергии из сети*, всего	млн.кВт.ч				
2.1	в том числе в сети	млн.кВт.ч				
2.2	в сети ССО	млн.кВт.ч				
2.3	в сети ГК	млн.кВт.ч				
2.4	потребителям ОРЭЭ	млн.кВт.ч				
3	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии, всего	млн.кВт.ч				
3.1	в том числе: расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	млн.кВт.ч				
4	Поступление электроэнергии из сети	млн.кВт.ч				

2[2]* В Приложении № 4 представлены таблицы (№ 1, 2, 2А, 4, 4А, 6), отличающиеся от таблиц для ЭК, в виду особенностей формирования баланса электроэнергии для Национальной ЭК. Остальные таблицы (№3, 5, 7, 8, 9) аналогичны представленным в Приложении 3.

5	Фактические (отчетные) потери электроэнергии (п.1-п.2-п.3)	млн.кВт.ч				
5.1	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети (п.5/п.4)	%				
6	Потери электроэнергии, учтенные в тарифе на передачу	млн.кВт.ч				
		%				
7	Потери электроэнергии, утвержденные Минэнерго	млн.кВт.ч				
		%				
8	Сверхнормативные потери электроэнергии (п.5-п.6)	млн.кВт.ч				
8.1	СПРАВОЧНО: Сверхнормативные потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети (п.8/п.4)	%				
* Примечания: 1. Прием электроэнергии в сеть определяется как сумма объемов электроэнергии, поступившей (поставленной) в электрическую сеть из других (смежных) сетевых организаций и от производителей электроэнергии (несальдируемая величина). 2. ССО - смежная сетевая организация. 3. ГК - генерирующая компания. 4. Отдача электроэнергии из сети определяется как сумма объемов электроэнергии, отпущенной из электрической сети в другие (смежные) сетевые организации и в сети производителей электроэнергии (не включая объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии) (несальдируемая величина).						

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 2 - Структура баланса электроэнергии по уровням напряжения в целом по ЭК в базовом году ____

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Наименование								
			Численное значение показателей по уровням напряжения								
			Всего	500 кВ	220 кВ	110 кВ	35 кВ	1-10 кВ	0,4кВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Прием электроэнергии в сеть, в т.ч.	млн.кВт.ч									
1.1	из сетей НЭС	млн.кВт.ч									
1.2	из сетей ССО	млн.кВт.ч									
1.3	из сетей ГК	млн.кВт.ч									
1.4	прочее	млн.кВт.ч									
2	Отдача электроэнергии из сетей, в т.ч.	млн.кВт.ч									
2.1	в сети НЭС	млн.кВт.ч									
2.2	в сети ССО	млн.кВт.ч									
2.3	в сети ГК	млн.кВт.ч									
2.4	потребителям ОРЭЭ	млн.кВт.ч									
3	Поступление электроэнергии из сети	млн.кВт.ч									
4	Прием электроэнергии из сети смежного напряжения	млн.кВт.ч									
4.1	из сетей 500 кВ	млн.кВт.ч									
4.2	из сетей 220 кВ	млн.кВт.ч									
4.3	из сетей 110 кВ	млн.кВт.ч									
4.4	Из сетей 35кВ	млн.кВт.ч									
4.5	Из сетей 1-10кВ	млн.кВт.ч									
4.6											
4.7											

5	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения	млн.кВт.ч									
5.1	в сеть 500 кВ	млн.кВт.ч									
5.2											
5.3	в сеть 220 кВ	млн.кВт.ч									
5.4	в сеть 110 кВ	млн.кВт.ч									
5.5	в сеть 35 кВ	млн.кВт.ч									
5.6	в сеть 1-10 кВ	млн.кВт.ч									
5.7	в сеть 0,4 кВ	млн.кВт.ч									
6	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии*, всего	млн.кВт.ч									
6.1	в том числе: расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	млн.кВт.ч									
7	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети (п.1+п.4-п.2-п.5-п.6)	млн.кВт.ч									
7.1	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети (п.7/п.3)	%									
8	Технологические потери электроэнергии, в том числе	млн.кВт.ч									
8.1	условно-постоянные	млн.кВт.ч									
8.2	нагрузочные	млн.кВт.ч									
8.3	потери, обусловленные погрешностью приборов учета	млн.кВт.ч									
8.4	СПРАВОЧНО: Технологические потери электро-энергии в процентах от	%									

	поступления электроэнергии из сети (п.8/п.3)										
9	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии (п.7-п.8)	млн.кВт.ч									
9.1	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети (п.9/п.3)	%									

*Примечание: Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии определяется как сумма объемов переданной электроэнергии, сформированных в соответствии с фактическим уровнем номинального напряжения оборудования ЭК, к которому подключен потребитель услуг по передаче электроэнергии.

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 2А - Структура баланса электроэнергии по уровням напряжения в целом по ЭК в регулируемом году

Наименование										
№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Численное значение показателей по уровням напряжения							
			Всего		500 кВ		220 кВ	110 кВ	35 кВ	1- 10 кВ
1	2	3	4		5		6	7	8	9
1	Прием электроэнергии в сеть ЭК, в т.ч.	млн.кВт.ч								
1.1	из сетей другой ЭК	млн.кВт.ч								
1.2	из сетей ССО	млн.кВт.ч								
1.3	из сетей ГК	млн.кВт.ч								
1.4	от блок-станций	млн.кВт.ч								
2	Отдача электроэнергии из сетей НЭС, в т.ч.	млн.кВт.ч								
2.1	в сети другой ЭК	млн.кВт.ч								
2.2	в сети ССО	млн.кВт.ч								
2.3	в сети ГК	млн.кВт.ч								
2.4	потребителям ОРЭЭ	млн.кВт.ч								
3	Поступление электроэнергии из сети	млн.кВт.ч								
4	Прием электроэнергии из сети смежного напряжения	млн.кВт.ч								
4.1										
4.2	из сетей 500 кВ	млн.кВт.ч								
4.3										
4.4	из сетей 220 кВ	млн.кВт.ч								
4.5	из сетей 110 кВ	млн.кВт.ч								
4.6	из сетей 35 кВ	млн.кВт.ч								
4.7	из сетей 1-10 кВ	млн.кВт.ч								
5	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения	млн.кВт.ч								
5.1	в сеть 500 кВ	млн.кВт.ч								
5.2										



5.3	в сеть 220 кВ	млн.кВт.ч									
5.4	в сеть 110 кВ	млн.кВт.ч									
5.5	в сеть 35 кВ	млн.кВт.ч									
5.6	в сеть 1-10 кВ	млн.кВт.ч									
5.7	в сеть 0,4 кВ	млн.кВт.ч									
6	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии, всего	млн.кВт.ч									
6.1	в том числе: расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	млн.кВт.ч									
7	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети (п.1+п.4-п.2-п.5-п.6)	млн.кВт.ч									
7.1	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети	%									
8	Технологические потери электроэнергии, в т.ч.	млн.кВт.ч									
8.1	условно-постоянные	млн.кВт.ч									
8.2	нагрузочные	млн.кВт.ч									
8.3	потери, обусловленные погрешностью приборов учета	млн.кВт.ч									
8.4	СПРАВОЧНО: Технологические потери электро-энергии в процентах от поступления электроэнергии из сети (п.8/п.3)	%									
9	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии (п.7-п.8)	млн.кВт.ч									
9.1	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети (п.9/п.3)	%									

Подпись

Ф.И.О.

Должность



ДОКУМЕНТ ЭЛЕКТРОНДУК САНАРИП
КОЛТАМГАСЫ МЕНЕН БЕКИТИЛГЕН

63

Таблица 4 – Структура технологических потерь электроэнергии в электрических сетях в базовом году _

Наименование																
№ п/п	Наименование структурных составляющих	Численные значения по уровням напряжения														
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35кВ		1-10 кВ		0,4 кВ		Всего		
		млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	Поступление электроэнергии из сети (п.3 таблицы 2)															
2	Условно-постоянные потери электроэнергии															
2.1	Холостой ход трансформаторов															
2.2	Корона в воздушных линиях															
2.3	Токи утечки в воздушных линиях															
2.4	Изоляция в кабельных линиях															
2.5	Измерительные трансформаторы тока															
2.6	Измерительные трансформаторы напряжения															
2.7	Счетчики прямого включения															
2.8	Шунтирующие реакторы															
2.9	Соединительные провода и сборные шины подстанций															
2.10	Вентильные разрядники															
2.11	Ограничители перенапряжений															
2.12	Устройства присоединения ВЧ-связи															
2.13	Компенсированные устройства															

2.14	Расход электроэнергии на собственные нужды																	
2.15	Расход электроэнергии на плавку гололеда																	
3	Нагрузочные потери электроэнергии																	
3.1	Трансформаторы																	
3.2	Линии																	
3.3	Токоограничивающие реакторы																	
3.4	Шинопроводы																	
4	Технические потери электроэнергии (п.2+п.3)																	
5	Потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью приборов учета																	
6	Технологические потери электроэнергии (п.4+п.5)																	
* Примечание: Проценты определяются справочно к поступлению электроэнергии из сети по уровням напряжения.																		

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Таблица 4А – Структура технологических потерь электроэнергии в электрических сетях в регулируемом году __

Наименование															
№ п/п	Наименование структурных составляющих	Численные значения по уровням напряжения													
		500 кВ		220 кВ		110 кВ		35 кВ		1-10 кВ		0,4 кВ		Всего	
		млн.кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Поступление электроэнергии из сети (п.3 таблицы 2А)														
2	Условно-постоянные потери электроэнергии														
2.1	Холостой ход трансформаторов														
2.2	Корона в воздушных линиях														
2.3	Токи утечки в воздушных линиях														
2.4	Изоляция в кабельных линиях														
2.5	Измерительные трансформаторы тока														
2.6	Измерительные трансформаторы напряжения														
2.7	Счетчики прямого включения														
2.8	Шунтирующие реакторы														
2.9	Соединительные провода и сборные шины подстанций														
2.10	Вентильные разрядники														
2.11	Ограничители перенапряжений														
2.12	Устройства присоединения ВЧ-связи														
2.13	Компенсирующие устройства														
2.14	Расход электроэнергии на собственные нужды														
2.15	Расход электроэнергии на плавку гололеда														

Таблица 6 – Сводный баланс электроэнергии по уровням напряжения в базовом и регулируемом годах

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Наименование									
			Численное значение показателя по уровням напряжения									
			Базовый год					Регулируемый год				
			Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН	Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Прием электроэнергии в сеть	млн.кВт.ч										
2	Отдача электроэнергии из сетей	млн.кВт.ч										
3	Поступление электроэнергии из сети	млн.кВт.ч										
4	Прием электроэнергии из сети смежного напряжения	млн.кВт.ч										
5	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения	млн.кВт.ч										
6	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии	млн.кВт.ч										
6.1	в том числе: расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	млн.кВт.ч										
7	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети	млн.кВт.ч										
7.1	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети	%										
8	Технологические потери электроэнергии	млн.кВт.ч										
9	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии	млн.кВт.ч										

9.1	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети	%										
10	СПРАВОЧНО: Норматив технологических потерь электроэнергии в процентах от поступления электроэнергии из сети	%										

Подпись

Ф.И.О.

Должность

Содержание

Условные обозначения и сокращения	
Глава 1. Общие положения	1
Глава 2. Структура технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям	1
Глава 3. Общие принципы нормирования технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям	2
Глава 4. Требования к оформлению и составу обосновывающей документации	4
Приложение 1. Методика расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде	7
Приложение 2. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	35
Приложение 3. Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии (образец)	36
Приложение 4. Формы таблиц, обосновывающих значения нормативов технологических потерь электроэнергии (образец)	58

Условные обозначения и сокращения

ТПЭ	технологические потери электрической энергии
ПЭС	предприятие электрических сетей
РЭС	район электрических сетей
ВН	высокое напряжение
СН	среднее напряжение
НН	низкое напряжение
ЭК	энергокомпания
НТПЭ	норматив технологических потерь электрической энергии
СППС	потери соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств ПС
ТТ	трансформатор тока
ТН	трансформатор напряжения
ШР	шунтирующий реактор
СК	синхронный компенсатор
БК	батарея статические конденсаторов
СТК	статические тиристорные компенсаторы
ОПН	ограничитель перенапряжений
УПВЧ	устройство присоединения ВЧ связи
РВ	вентильный разрядник
ГК	генерирующая компания
ССО	смежная сетевая организация
ВЛ	воздушная линия
КЛ	кабельная линия
ЗРУ	закрытое распределительное устройство