



О внесении изменений и дополнений в некоторые приказы Министра энергетики Республики Казахстан

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 27 декабря 2021 года № 411. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 5 января 2022 года № 26346

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить прилагаемый перечень некоторых приказов Министра энергетики Республики Казахстан, в которые вносятся изменения и дополнения.

2. Департаменту развития электроэнергетики Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;

3) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр энергетики
Республики Казахстан*

М. Мирзагалиев

"СОГЛАСОВАН"

Министерство здравоохранения
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство труда
и социальной защиты
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство финансов
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство торговли и интеграции

Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство по чрезвычайным ситуациям

Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство национальной экономики

Республики Казахстан

Утвержден приказом
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 27 декабря 2021 года № 411

Перечень некоторых приказов Министра энергетики Республики Казахстан, в которые вносятся изменения и дополнения

1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 "Об утверждении Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859) следующие изменения и дополнения:

в Правилах техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденных указанным приказом:

преамбулу изложить в следующей редакции:

"В соответствии с подпунктом 18) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

заголовок главы 1 изложить в следующей редакции:

"Глава 1. Общие положения";

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 18) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" (далее – Закон) и определяют порядок техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей";

заголовок главы 2 изложить в следующей редакции:

"Глава 2. Общие правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей";

пункты 21, 22, 23, 24 и 25 изложить в следующей редакции:

"21. Уровни шумов на рабочих местах не превышают допустимые значения, устанавливаемые гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и

сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций, в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 статьи 95 Кодекса Республики Казахстан "О здоровье народа и системе здравоохранения" (далее – Кодекс).

22. Допустимые нормы вибрации на рабочих местах (оборудования, создающего вибрацию) не превышают значения, устанавливаемые гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций, в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 статьи 95 Кодекса.

23. Системы вентиляции, кондиционирования воздуха и воздушного отопления выполняются согласно нормативам, устанавливаемым гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций, в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 статьи 95 Кодекса.

24. Воздух рабочей зоны производственных помещений предприятий соответствует нормативам, устанавливаемым гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций, в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 статьи 95 Кодекса.

25. Кислота, щелочь, фосфаты, реагенты и другие материалы хранятся в складских помещениях, согласно с требованиями технических регламентов, утверждаемых в соответствии с подпунктом 20) пункта 1 статьи 7, подпунктом 1) статьи 8 Закона Республики Казахстан "О техническом регулировании".;

пункты 40 и 41 изложить в следующей редакции:

"40. Все горячие части оборудования, трубопроводы, баки и другие элементы, прикосновение к которым может вызвать ожоги, изолируются теплоизоляционным материалом. Температура на поверхности изоляции при температуре окружающего воздуха 25 °С должна быть не выше 45 °С. Окраска и надписи на трубопроводах выполняются в соответствии с Правилами обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, утвержденными приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10303).

41. Элементы оборудования, расположенные на высоте более 1,5 метров от уровня пола (рабочей площадки), следует обслуживать со стационарных площадок с ограждениями и лестницами.

Лестницы и площадки ограждаются перилами высотой не менее 0,9 метра со сплошным бортовым элементом по низу высотой не менее 0,2 метров (200 мм). Свободная высота над полом площадок и ступенями лестниц в котельной составляет не менее 2 метров.";

пункт 44 изложить в следующей редакции:

"44. Движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, обеспечиваются механическими защитными ограждениями.

Защитные ограждения должны быть откидные (на петлях, шарнирах) или съемные, изготовленные из отдельных секций. Для удобства обслуживания защищенных частей машин и механизмов в ограждениях предусматриваются дверцы и крышки.

Не допускается изготавливать ограждения из прутков и полос, наваренных на каркас машин и механизмов.

Ограждение полумуфт выполняется в виде кожуха цилиндрической или другой формы, чтобы незакрытая часть вращающегося вала с каждой стороны была не более 10 миллиметров.";

пункт 66 изложить в следующей редакции:

"66. Места, опасные для прохода или нахождения в них людей, ограждаются.";

пункт 73 изложить в следующей редакции:

"73. При возникновении пожара необходимо немедленно вызвать противопожарную службу, удалить в безопасное место людей и, по возможности, горючие вещества, приступить к тушению огня имеющимися средствами пожаротушения, соблюдая Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 123 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10799).";

дополнить пунктом 75-1 следующего содержания:

"75-1. Все средства измерений, зарегистрированные в Реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан, подлежат испытаниям в целях утверждения типа или метрологической аттестации и последующей поверке.";

пункт 76 изложить в следующей редакции:

"76. Погрузочно-разгрузочные работы выполняются механизированным способом с помощью подъемно-транспортного оборудования и средств малой механизации согласно Правилам безопасности при работе с инструментами и приспособлениями, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 204 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10789) и Правилам обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов, утвержденным приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 359 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10332) (далее – Правила обеспечения промышленной безопасности).";

пункт 81 изложить в следующей редакции:

"81. Работать на строительных машинах (стреловых грузоподъемных кранах, экскаваторах, погрузчиках и других) в охранной зоне воздушной линии

электропередачи допускается при снятом напряжении по наряду и при наличии письменного согласия организации, эксплуатирующей данную линию.

Если снять напряжение с воздушной линии невозможно, то работать на упомянутых машинах в охранной зоне допускается при условии, что расстояние от подъемной или выдвижной части строительной машины в любом ее положении до вертикальной плоскости, образуемой проекцией на землю ближайшего провода находящейся под напряжением, должно быть не менее:

- 1) 1,5 м – для воздушной линии электропередачи напряжением до 1 кВ;
- 2) 2 м – для воздушной линии электропередачи напряжением 1-20 кВ;
- 3) 4 м – для воздушной линии электропередачи напряжением 35-110 кВ;
- 4) 5 м – для воздушной линии электропередачи напряжением 150-220 кВ;
- 5) 6 м – для воздушной линии электропередачи напряжением 330 кВ;
- 6) 9 м – для воздушной линии электропередачи напряжением 500-750 кВ переменного тока;

7) 9 м – для воздушной линии электропередачи напряжением 800 кВ постоянного тока.

Допускается работа строительных машин непосредственно под проводами воздушной линии электропередачи, находящейся под напряжением 110 кВ и выше при условии, что расстояние от подъемных или выдвижных частей машин, а также от перемещаемого ими груза в любом их положении до ближайшего провода не меньше для соответствующего напряжения.";

пункт 85 изложить в следующей редакции:

"85. Перевозка тяжеловесных, крупногабаритных и опасных грузов осуществляется в соответствии с Правилами организации и осуществления перевозок крупногабаритных и тяжеловесных грузов на территории Республики Казахстан, утвержденными приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 206 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11395) и Правилами перевозки опасных грузов автомобильным транспортом и перечнем опасных грузов, допускаемых к перевозке автотранспортными средствами на территории Республики Казахстан, утвержденными приказом исполняющего обязанности Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 460 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11779).";

пункт 89 изложить в следующей редакции:

"89. Для перехода из железнодорожных вагонов на погрузочно разгрузочную площадку, в склад и обратно укладываются сходни, изготовленные из досок или рифленого железа.";

пункт 134 изложить в следующей редакции:

"134. Подвесные и передвижные леса, люльки, лестницы и другие приспособления подвергаются приемочным и периодическим испытаниям.";

пункт 136 изложить в следующей редакции:

"136. Все виды работ, выполняемых с использованием радиоизотопных дефектоскопов, проводятся в соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан "О радиационной безопасности населения".";

заголовок параграфа 12 главы 2 изложить в следующей редакции:

"Параграф 12. Земляные работы";

пункт 219 исключить;

пункт 220 изложить в следующей редакции:

"220. Земляные работы выполняются в соответствии с СП РК 1.03-106 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве".";

пункт 230 изложить в следующей редакции:

"230. Котлованы и траншеи, разрабатываемые в местах передвижения людей или транспорта, ограждаются в соответствии с СП РК 1.03-106 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве".

На ограждении необходимо установить предупреждающие плакаты и знаки безопасности, а в ночное время - сигнальное освещение.";

пункт 234 изложить в следующей редакции:

"234. Работы, связанные с электропрогревом грунта, выполняются в исключительных случаях и в соответствии с СП РК 1.03-106 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве".";

заголовок главы 3 изложить в следующей редакции:

"Глава 3. Обслуживание энергетического оборудования";

пункт 332 изложить в следующей редакции:

"332. При обслуживании топливоподачи соблюдаются требования Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) далее – Правила технической эксплуатации) и Правил взрывобезопасности топливоподачи для приготовления и сжигания пылевидного топлива, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 января 2015 года № 39 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10549) (далее – Правила взрывобезопасности).";

пункт 373 изложить в следующей редакции:

"373. Пробы мазута и других горючесмазочных материалов из цистерн и резервуаров следует отбирать с применением специальных пробоотборников.";

пункт 386 изложить в следующей редакции:

"386. Обслуживание пылеприготовительных установок осуществляется в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации и Правил взрывобезопасности.";

пункт 429 изложить в следующей редакции:

"429. Устройство и обслуживание котельных установок должны соответствовать требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности и Правил технической эксплуатации.";

пункт 526 изложить в следующей редакции:

"526. Электронагреватели типа трубчатый электронагреватель, применяемые для нагрева крепежных резьбовых соединений турбин высокого давления, заземляются и имея сопротивление изоляции между корпусом нагревателя и токоведущими частями не менее 2 Мом. Работать с электронагревателем необходимо в резиновых диэлектрических перчатках.

К работе с электронагревателями допускается персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже II, в соответствии с требованиями Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907).

При работе с электронагревателем не допускается:

- 1) разбирать его, не отсоединив токоподводящий кабель от питающей сети;
- 2) изгибать или деформировать защитную трубку корпуса нагревателя;
- 3) устанавливать электронагреватель в отверстие шпильки с применением ударов или значительного усилия;
- 4) нагревать шпильку с глухим центральным отверстием, длина которого меньше рабочей длины электронагревателя;
- 5) переходить с одного резьбового соединения на другое с включенным электронагревателем;
- 6) производить разъем цанговых контактов токоведущих кабелей на работающем электронагревателе;
- 7) оставлять без надзора электронагреватель в рабочем состоянии.";

пункт 552 изложить в следующей редакции:

"552. Детали, узлы, контрольно-измерительные приборы и устройства автоматики, передаваемые для ремонта и наладки в другие цеха или для их хранения, должны быть тщательно отмыты от огнестойкого масла.

Приборы контроля параметров огнестойкого масла "Иввиоль-3" проходят ремонт, наладку и поверку проинструктированным персоналом в лаборатории контрольно-измерительных приборов (КИП) юридических лиц, аккредитованных на проведения поверки, отдельно от других приборов.";

пункт 579 изложить в следующей редакции:

"579. Асбестоцементные листы, применяемые для изготовления щитов, пропитываются в специально изготовленных емкостях каменноугольным пеком, предварительно разогретым до 95 °С. Работы с каменноугольным пеком выполняются в соответствии со Списком производств, цехов, профессий и должностей, перечня тяжелых работ, работ с вредными и (или) опасными условиями труда, работа в которых дает право на сокращенную продолжительность рабочего времени, дополнительный оплачиваемый ежегодный трудовой отпуск и повышенный размер оплаты труда, а также правил их предоставления, утвержденных приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 28 декабря 2015 года № 1053 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 12731).";

пункты 581 и 582 изложить в следующей редакции:

"581. Железнодорожные цистерны, контейнеры-бочки и баллоны, в которых поставляется жидкий хлор, должны удовлетворять требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов химической отрасли промышленности, утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 345 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10276) (далее – Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов химической отрасли).

582. Контейнеры-бочки и баллоны с жидким хлором хранятся в закрытых хранилищах складов, отвечающих требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов химической отрасли.";

дополнить пунктом 602-1 следующего содержания:

"602-1. Вход в помещение компрессорной установки оснащается сигнализацией для вызова обслуживающего персонала, на двери вывешивается запрещающий плакат или знак безопасности "Вход запрещен".";

пункт 642 изложить в следующей редакции:

"642. На баках-мерниках и трубопроводах концентрированных растворов кислот, щелочей, аммиака, гидразина должны быть четкие надписи и окраска, соответствующие требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов химической отрасли.";

пункт 740 изложить в следующей редакции:

"740. Отключать датчики от трубопроводов (сосудов) следует закрытием первичных вентилях на импульсных линиях без применения рычага. Если импульсные линии датчика подключены к разным отборным устройствам, должны быть закрыты первичные вентили на всех этих устройствах.

Отключать датчики от трубопроводов (сосудов) с давлением выше 6 МегаПаскаль следует закрытием двух последовательно установленных вентилях, один из которых

находится непосредственно у трубопровода (сосуда), а второй - на импульсной линии перед датчиком.

Импульсные линии с давлением выше 6 МегаПаскаль необходимо ремонтировать при отключенных трубопроводах (сосудах). Возможность ремонта без отключения трубопровода (сосуда) с соблюдением требований пунктов 744 и 745 настоящих Правил определяет технический руководитель предприятия.";

пункт 762 изложить в следующей редакции:

"762. Устройства ртутных комнат, защита их строительных конструкций и рабочей мебели от ртутных паров, вентиляция, отопление, освещение, водоснабжение и канализация, устройство и содержание бытовых комнат должны удовлетворять требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов химической отрасли.";

пункт 767 изложить в следующей редакции:

"767. В подразделении предприятия, персонал которого работает с ртутью, имеются инструкции о мерах безопасности при работе с ртутью, составленные с учетом положений настоящих Правил и соответствует нормативам, устанавливаемым гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций, в соответствии с подпунктом 3 пункта 3 статьи 95 Кодекса.";

заголовок главы 4 изложить в следующей редакции:

"Глава 4. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ".

2. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 248 "Об утверждении Правил функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии для субъектов оптового рынка электрической энергии" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10957) следующие изменения:

в Правилах функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии для субъектов оптового рынка электрической энергии, утвержденных указанным приказом:

преамбулу изложить в следующей редакции:

"В соответствии с подпунктом 57) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

заголовок главы 1 изложить в следующей редакции:

"Глава 1. Общие положения";

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Правила функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии для субъектов оптового рынка электрической энергии (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 57) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" (далее – Закон) и

определяют порядок организации и функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии (далее – АСКУЭ) субъектов оптового рынка электрической энергии (далее – субъекты).";

заголовок главы 2 изложить в следующей редакции:

"Глава 2. Порядок организации автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии";

пункт 16 изложить в следующей редакции:

"16. Проверка средств измерений коммерческих КУЭ, входящих в состав АСКУЭ, осуществляется в соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений" (далее – Закон об обеспечении единства измерений).";

пункт 20 изложить в следующей редакции:

"20. Затраты на проектирование, монтаж, эксплуатацию, техническое обслуживание, поверку средств измерений, входящих в состав КУЭ, обновление программных обеспечений, а также затраты на каналы связи и доступ к данным АСКУЭ Системного оператора несут субъекты – собственники АСКУЭ.";

заголовок главы 3 изложить в следующей редакции:

"Глава 3. Опытнo-промышленные испытания автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии";

заголовок главы 4 изложить в следующей редакции:

"Глава 4. Приемка в промышленную эксплуатацию автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии";

в пункте 28:

подпункт 2) изложить в следующей редакции:

"2) оценку соответствия технического задания требованиям СТ РК 34.015 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы", технических условий на создание АСКУЭ";

подпункт 5) изложить в следующей редакции:

"5) оценку соответствия документов (разделов) эксплуатационной документации на автоматизированную систему требованиям технического задания и проекта, в том числе оценку "Руководства пользователя" требованиям СТ РК 1087 "Единая система программной документации. Руководство пользователя. Требования к составу, содержанию и оформлению";";

заголовок главы 5 изложить в следующей редакции:

"Глава 5. Порядок функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии";

пункт 38 изложить в следующей редакции:

"38. Центральная база данных АСКУЭ Системного оператора содержит следующую информацию об АСКУЭ субъектов:

- 1) владелец АСКУЭ;
 - 2) точное географическое месторасположение;
 - 3) контактные данные лиц, ответственных за эксплуатацию АСКУЭ;
 - 4) идентификационные коды точек учета;
 - 5) производитель, тип, модель, серийный номер, год выпуска и класс точности средств измерений;
 - 6) данные, касающиеся технических и метрологических характеристик;
 - 7) информация, касающаяся испытаний, ввода в эксплуатацию, включая сертификаты поверки, протоколы тестирования и даты;
 - 8) программа по замене устройств;
 - 9) графики поверки и тестирования, осуществления ремонта и сертификаты поверки . Дата последнего контроля объекта, дата последнего тестирования компонентов КУЭ и дата последней поверки компонентов КУЭ;
 - 10) адреса и пароли для обмена данными коммерческого учета;
 - 11) информация, касающаяся обеспечения связи, которая включает тип оборудования, технические спецификации, интерфейс и протокол связи;
 - 12) информация о пользователях и их доступе;
 - 13) информация, касающаяся обеспечения безопасности, хранится в защищенном месте.";
- пункты 51 и 52 изложить в следующей редакции:

"51. Метрологическое обеспечение АСКУЭ основывается на выполнении требований Закона об обеспечении единства измерений, Правил проведения поверки средств измерений, установления периодичности поверки средств измерений и формы сертификата о поверке средств измерений, утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 27 декабря 2018 года № 934 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 18094), относящихся к средствам измерения, входящих в состав КУЭ.

Для определения фактических метрологических характеристик КУЭ проводятся экспериментальные исследования по определению фактических погрешностей КУЭ в реальных условиях электрического режима, по методикам выполнений измерений, разработанным в соответствии с СТ РК 2.121 "ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической энергии", СТ РК 2.120 "ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической мощности", СТ РК 2.122 "ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электроэнергии и мощности с использованием автоматизированной системы коммерческого учета энергии и мощности на энергообъектах".

52. В целях обеспечения системы единого времени предъявляются следующие требования к хронометражу АСКУЭ, включая приборы учета коммерческого учета:

1) время устанавливается в соответствии со среднеевропейским временем (СЕТ), которое на один час опережает универсальное скоординированное время (UTC). Переход на летнее время не допускается;

2) период отсчета увязывается с точкой отсчета времени 00:00:00 часов в соответствии со среднеевропейским временем;

3) синхронизация базы данных АСКУЭ проводится посредством интегрированного приемника системы передачи эталонных сигналов времени и частоты (GPS, ГЛОНАСС, Galileo) или синхронизированного радиосигнала, получаемого с Государственного эталона времени и частоты Республики Казахстан. Каждый цикл сбора данных коммерческого учета проверяет собственное время счетчика и устройства сбора и передачи данных и подвергается необходимой корректировке;

4) синхронизация прибора учета электрической энергии и устройства сбора и передачи данных проводится путем синхронизирующего эталонного сигнала, как части сбора данных коммерческого учета. Данный синхронизирующий эталонный сигнал автоматически передается при каждом сборе данных коммерческого учета;

5) по каждому прибору учета электрической энергии и устройству сбора и передачи данных общие пределы погрешности по хронометражу, с учетом возможных сбоев синхронизации в течение каждого периода сбора данных, находятся в пределах 0,1 %. Данные коммерческого учета устанавливаются в пределах точности ± 1 секунда;

6) начало каждого периода отсчета находится в пределах ± 1 секунда;

7) продолжительность каждого периода отсчета находится в пределах точности $\pm 0,1$ %, за исключением времени синхронизации, которая будет происходить в этот период;

8) общие пределы погрешности по хронометражу, с учетом сбоя коммуникации со счетчиком и(или) устройства сбора и передачи данных в период продолжительностью до десяти дней и соответствуют следующим параметрам:

в отношении завершения каждого периода опроса в пределах ± 10 секунд;

в отношении длительности каждого периода опроса в пределах $\pm 0,1$ %, за исключением тех случаев, когда время синхронизации приходилось на период опроса."

пункт 60 изложить в следующей редакции:

"60. В случае выхода из строя одного из средств измерения, входящего в состав комплекса АСКУЭ, субъект осуществляет следующие мероприятия:

1) создает комиссию в составе не менее трех человек, включая представителей других заинтересованных субъектов;

2) заменяет дефектное средство измерения (тип средства измерений – аналогичный вышедшему из строя);

3) проверяет правильность установки средства измерения;

4) составляет акт замены средств измерений, входящих в состав КУЭ, при выходе их из строя по форме согласно приложению 4 к настоящим Правилам.";

пункт 62 изложить в следующей редакции:

"62. В период промышленной эксплуатации владелец АСКУЭ по согласованию с Системным оператором осуществляет процедуру тестирования системы в следующих целях:

1) определения разницы показаний счетчика и соответствующей информации, сохраненной в базе данных АСКУЭ. Разница между показаниями счетчика и показаниями базы данных АСКУЭ за расчетный интервал времени не превышает 0,1 %. Если разница превышает эту величину, составляется акт и разрабатывается план мероприятий по устранению неисправности АСКУЭ. Тестирование проводится ежегодно для всех точек учета;

2) отсутствия повреждений либо преступного использования коммерческих КУЭ и связанного с ними оборудования, в частности поверительных клейм.";

пункт 73 изложить в следующей редакции:

"73. После завершения работ по освидетельствованию КУЭ оформляется свидетельство о соответствии КУЭ по форме, согласно приложению 5 к настоящим Правилам.

Один экземпляр свидетельства о соответствии КУЭ предоставляется Системному оператору.

Срок действия акта освидетельствования КУЭ составляет не более минимального межповерочного интервала средства измерения, входящего в состав КУЭ.";

приложение 4 изложить в новой редакции согласно приложению 1 к настоящему Перечню;

приложение 5 изложить в новой редакции согласно приложению 2 к настоящему Перечню.

3. Внести в приказ исполняющего обязанности Министра энергетики Республики Казахстан от 6 января 2017 года № 2 "Об утверждении нормативных технических документов в области электроэнергетики" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15045) следующие изменения:

преамбулу изложить в следующей редакции:

"В соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" **ПРИКАЗЫВАЮ**:";

в Методике расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях, утвержденной указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методике расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях, утвержденной указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методике расчета норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций, утвержденной указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

подпункт 5) пункта 26 изложить в следующей редакции:

"5) температура поступающего на слив мазута согласно рисунку 3 приложения 2 к настоящей Методике или по натурным измерениям согласно ГОСТ 2517 "Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб";";

пункт 38 изложить в следующей редакции:

"38. Значения температуры наружного воздуха (тв) за отчетный период принимаются по данным измерений или местной метеостанции.";

в Методике расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции напряжением 35-500 киловольт, утвержденной указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции напряжением 35-500 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

дополнить пунктом 15 следующего содержания:

"15. Все средства измерений, зарегистрированные в Реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан, указанные в настоящих Методиках подлежат испытаниям в целях утверждения типа или метрологической аттестации и последующей поверке.";

в Методике расчета норм расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций, утвержденной указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методике расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт подстанций напряжением до 220 киловольт, утвержденной указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт подстанций напряжением до 220 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методических указаниях по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 8 изложить в следующей редакции:

"8. Колеблющийся во времени шум на рабочем месте нормируется эквивалентным (по энергии) уровнем звука (дБА), определяемым согласно ГОСТ 31937 "Межгосударственный стандарт. Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния".";

пункт 12 изложить в следующей редакции:

"12. На действующих тепловых электростанциях метод измерения шума, количество и расположение точек измерения на рабочих местах производственных помещений соответствует ГОСТ 31937 "Межгосударственный стандарт. Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния". Во вновь проектируемых производственных зданиях и сооружениях количество и расположение расчетных точек следует принимать в соответствии с СН РК 2.04-02 "Защита от шума".";

пункт 14 изложить в следующей редакции:

"14. В технических условиях и в паспортах на технологическое и санитарно-техническое оборудование в соответствии с СН РК 2.04-02 "Защита от шума

", указываются шумовые характеристики этого оборудования, то есть октавные уровни звуковой мощности или другие характеристики шума, определенные по ГОСТ Р 51400-99 (ИСО 3743-1-94, ИСО 3743-2-94) "Шум машин. Определение уровней звуковой мощности источников шума по звуковому давлению".";

пункты 21, 22, 23, 24, 25, 26 и 27 изложить в следующей редакции:

"22. Экраны устанавливаются свободно или прикрепляются к потолку. Потолок над шумным оборудованием покрывается облицовкой, выходящей за габаритную линию экранов не менее чем на 2 м. При расположении шумного оборудования в углу помещения облицовку следует выполнять на прилегающих к нему стенах. Звукоизолирующие боксы для шумного оборудования, нуждающегося в постоянном обслуживании или наблюдении, если невозможно уменьшить шум в источнике его образования. За пределы боксов выносятся рабочие места обслуживающего персонала, органы управления и измерительная аппаратура. Если шумное оборудование занимает большую площадь, то рекомендуется звукоизолировать только рабочее место (установка звукоизолированной кабины с основными органами управления и контрольно-измерительными приборами или без них).

23. В шумных помещениях переходные площадки, перекрытия и лестничные марши нельзя выполнять из тонколистовых металлических материалов.

24. В тихих помещениях (где допускается уровень звука 65 дБА и менее) для снижения проникающего шума от вентиляторов и установок кондиционирования воздуха применяются:

1) типовые глушители (на основании расчета) в воздуховодах вблизи вентиляционных установок;

2) виброизолирующие прокладки под вентиляторы и их электроприводы (если они не входят в комплект оборудования);

3) гибкие вставки на воздуховодах для ограничения распространения вибрации.

25. Для снижения шума оборудования в источнике его образования рекомендуется по возможности:

1) заменять ударные взаимодействия деталей безударными;

2) демпфировать вибрации соударяющихся деталей путем сочленения их с материалами, имеющими большое внутреннее трение (резиной, изделиями из пластмасс, пробкой, битумными картонами, войлоком, асбестом);

3) уменьшить интенсивность шума от вибрирующих деталей, имеющих большие поверхности (корпуса редукторов, барабаны мельниц, кожуха турбин), устройством упругих прокладок и пружин между деталями, передающими вибрацию, звукоизолирующей облицовкой внешней и внутренней поверхностей кожухов, барабанов;

4) заменять металлические детали изделиями из пластмасс или других незвучных материалов;

5) производить тщательную балансировку роторов агрегатов и других вращающихся деталей для уменьшения динамических сил, возбуждающих вибрацию;

6) предусматривать минимальные допуски при сборке агрегатов в целях уменьшения зазоров в сочленении деталей, тем самым уменьшить вибрацию или энергию соударений;

7) не допускать завихрения газовых, пароводяных и воздушных струй в местах резкого расширения (падение давления с 0,2 МПа (2 кгс/см²) и более) и сужения или предусматривать специальные глушители шума;

8) заменять по возможности подшипники качения подшипниками скольжения в случаях, когда преобладающим шумом агрегата является шум подшипников.

26. При невозможности снижения шума технологического и санитарно-технического оборудования в источнике его образования в паспорте и в технических условиях на оборудование указываются мероприятия, которые применяются для уменьшения шума, в частности:

1) размещение агрегата в боксах, отдельных помещениях с повышенной звуко- и виброизоляцией, при этом следует указать необходимость применения дополнительной вентиляции в помещениях и боксах;

2) заключение агрегата или его сборочных единиц в звукозащитные кожуха, снабженные виброизолирующими прокладками между корпусом и фундаментом агрегата, а в местах прохода трубопроводов через кожуха – звукоизолирующими прокладками;

при этом в звукоизолирующих кожухах предусматриваются вентиляционные отверстия, облицованные изнутри звукопоглощающими материалами, или дополнительные вентиляторы;

3) установка звукопоглощающих камер или глушителей аэродинамических шумов на трубопроводах, предохранительных клапанах и других устройствах;

4) облицовка звуко- и теплоизолирующими материалами трубопроводов, воздухопроводов и других коммуникаций, создающих шум;

5) установка съемной звуко- и теплоизоляции на арматуре трубопроводов, создающих шум;

6) нанесение на поверхности трубопроводов, создающих шум, вибродемпфирующих мастик и армировок;

7) установка станин оборудования (вентиляторов, дымососов, насосов с электроприводами) на резинометаллические виброопоры для снижения шума и предотвращения передачи вибрации строительным конструкциям;

8) устранение жестких связей между фундаментами агрегатов и перекрытиями созданием воздушной щели в 1-2 сантиметра (далее – см) и установкой над сопрягаемыми местами массивных железобетонных плит на резиновые прокладки.

Указанные мероприятия подтверждаются ссылкой на рабочие чертежи, типовые устройства и технические условия на перечисленные устройства, обеспечивающие снижение шума в производственных помещениях до допустимого уровня.

27. В производственных помещениях действующих тепловых электростанций, для снижения шума на рабочих местах до допустимого уровня помимо приведенных в пункте 26 настоящих Методических указаний, рекомендуются следующие мероприятия:

1) устройство звукоизолирующих экранов в местах размещения шумного оборудования (например, в районе редуционно-охлаждающих устройств);

2) облицовка потолков и стен звукоизолирующими плитами (например, в помещениях блочных щитов управления – плитами "Акмигран", "Силакпор", в помещениях водозабора береговых насосных – минераловатными плитами с обивкой перфорированным металлическим листом) в соответствии с требованиями, указанными в пункте 21 настоящих Методических указаний;

3) устройство двойных дверей без тамбуров или с тамбурами (например, обшивка металлическим листом, натуральным войлоком толщиной 30 мм с облицовкой дерматином или кожзаменителями);

4) облицовка внутренней поверхности участков воздуховодов вентиляции и установок кондиционирования воздуха звукопоглощающими материалами или установка на этих участках типовых глушителей шума;

5) замена устаревшего оборудования, создающего повышенный шум, оборудованием, создающим меньший шум;

6) своевременное устранение неисправностей в оборудовании, из-за которых повышается уровень шума;

7) применение менее шумных технологических процессов и приемов производства работ.

Эти мероприятия принимаются на основе акустических расчетов с обоснованием выбранных размеров конструкций, материалов и устройств.

28. Для защиты работающих от вредного воздействия шума на действующих тепловых электростанциях осуществляются:

1) автоматизированное и дистанционное управление шумным и расположенным в шумных зонах оборудованием;

2) организацию рабочих мест в зонах с допустимыми уровнями шума или установку звукоизолированных кабин на рабочих местах с постоянным обслуживанием (например, на рабочих местах машинистов турбин, машинистов-обходчиков по вспомогательному турбинному оборудованию);

3) составление маршрута обхода по возможности в зонах с меньшими уровнями шума при осмотре оборудования;

4) периодический медицинский осмотр в установленные сроки с участием врача-отоларинголога для определения состояния слуха работающего персонала;

5) применение работающим персоналом в зонах с уровнем звука свыше 85 дБА индивидуальных средств защиты от шума соответствующих типов (противошумных наушников, касок с антифонами, вкладышей разового и многократного пользования) в зависимости от требуемой заглушающей способности, удобства их ношения при данной работе, температуре и влажности воздуха. Указанные зоны обозначаются знаками безопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности";

6) контроль за уровнем шума на рабочих местах в установленные сроки и установление работы в шумных условиях.";

в Методических указаниях по эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в пункте 16:

подпункт 8) изложить в следующей редакции:

"8) леса, подмости, и другие приспособления для выполнения ремонтных работ на высоте удовлетворяют требованиям СН РК 1.03-05 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве";";

подпункт 10) изложить в следующей редакции:

"10) бетонная смесь уплотняется электровибраторами с рабочим напряжением 36 вольт (далее – В). Корпус электровибратора заземляется до начала работ в соответствии со СТ РК 12.1.013 "Государственный стандарт в строительстве. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Электробезопасность. Общие требования";";

пункт 22 изложить в следующей редакции:

"22. Объем и сроки забора воды для наполнения водохранилищ, системы технического водоснабжения ТЭС, и последующей их подпитки соответствуют статье 40 Водного кодекса Республики Казахстан, которые выдаются каждому энергопредприятию.";

пункт 41 изложить в следующей редакции:

"41. Затворы, решетки, пазы водоприемника содержатся в исправном состоянии, обеспечивая:

1) прочность и устойчивость конструкции в целом и ее отдельных узлов;

2) водонепроницаемость затворов и мест сопряжений его с частями сооружений;

3) возможность свободного маневрирования в стоячей или текущей воде (в зависимости от назначения затвора), обеспечивается отсутствием искривлений пазов.

Допустимые значения указанных параметров для затворов принимаются в соответствии со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения".

Перекрытия, балконы и другие строительные конструкции насосной станции рассчитаны на определенные равномерные или сосредоточенные нагрузки, поэтому не рекомендуется нагружать их оборудованием, материалами с неизвестной массой или с массой, превышающей нормативную нагрузку.

Дополнительные нагрузки на строительные конструкции рекомендуются после получения расчетных обоснований или после усиления этих конструкций.";

пункт 64 изложить в следующей редакции:

"64. Допустимое значение местного критического градиента напора J_K в зоне выхода фильтрационного потока в нижний бьеф для суффозных грунтов в соответствии с нормативом, указанного в СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения" и СН РК 3.04-03 "Основания гидротехнических сооружений", определяется путем исследования на моделях в полевых условиях. Для несуффозных грунтов J_K рекомендуется принимать равным не более 0,3, а при наличии дренажа – 0,6

Усредняющий критический напор:

J_K^{CP}

;

фильтрационного потока для нескальных грунтов оснований ГТС в соответствии со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения" и СН РК 3.04-03 "Основания гидротехнических сооружений", составляет:

- 1) для глин – 1,2;
- 2) суглинков – 0,65;
- 3) песка крупного – 0,45;
- 4) песка мелкого – 0,29.";

пункт 79 изложить в следующей редакции:

"79. Периодичность контроля основных показателей состояния ГТС тепловых электростанций принимается в соответствии со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения".";

пункты 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153 и 154 изложить в следующей редакции:

"97. Отметка устья пьезометра определяется перед началом заполнения водохранилища; в дальнейшем – один раз в год или в случае повреждения пьезометра.

98. Уровень воды в каждом пьезометре определяется дважды. В случае расхождения результатов более чем на 20 мм измерения повторяются.

Последовательно измеряются уровни воды во всех пьезометрах одного створа, а затем переходить к следующему створу.

Результаты измерений регистрируются в журнале регистрации пьезометрических уровней по форме, согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

99. Общий фильтрационный расход через плотину определяют по глубине заполнения каналов, лотков в тарировочных створах. При этом выявляются участки плотин с наибольшей фильтрацией. При наличии насосной станции возврата фильтрационных вод в водохранилище измеряется фильтрационный расход с помощью расходомеров, установленных на напорных трубопроводах.

100. По результатам измерений проводятся анализ фильтрационного режима плотины или другого подпорного сооружения с построением следующих графиков:

- 1) зависимости фильтрационных расходов от напора;
- 2) фильтрационных расходов в течение года;
- 3) совмещенный график колебаний уровней верхнего и нижнего бьефов в течение года.

На графиках исключаются периоды осадков, для чего измерения производить через 1-2 суток после выпадения осадков.

101. Повышение уровней выше расчетной депрессионной поверхности свидетельствует о возможности разуплотнения монолитного крепления верхового откоса или неудовлетворительной работе дренажных устройств.

102. Один раз в год проверяется исправность (чувствительность) пьезометров. Исправность пьезометров проверяется откачкой или заливкой воды с последующим измерением уровня и продолжительности его восстановления. Если первоначальный уровень воды в пьезометре не восстанавливается вообще или позже расчетного времени, пьезометр считается неисправным.

103. Уровень воды в водозаборе и в подводящих каналах контролируется ежедневно. Уровень воды в водохранилищах измеряется при контроле за состоянием плотин.

На каналах и водохранилищах для измерения уровня оборудуются водомерные посты, где устанавливаются водомерные рейки или уровнемеры. Точность измерений уровня воды + 10 мм.

104. Уровень воды в отводящих каналах измеряется при наличии в них сифонных и сопрягающих сооружений в периоды осмотра последних.

105. Периодически (1 раз в полгода) с помощью нивелирования проверяются отметки свай (основания уровнемерных рек).

Нивелирования водомерных постов производится во всех случаях повреждения и ремонта свай или реек поста.

106. Водопотребление тепловых электростанций измеряется в напорных водоводах с помощью измерительных сужающих устройств в комплекте со вторичными регистрирующими приборами, по методике в соответствии СТ РК 2.36 " Государственная система обеспечения единства измерений Республики Казахстан. Расход воды в напорных трубопроводах. Методика выполнения измерений методом Площадь-скорость".

Непосредственно в открытых каналах расход воды измеряется с помощью гидрометрических вертушек.

107. Постоянный контроль за температурой охлажденной воды на охладителях (водохранилищах, брызгальных бассейнах) осуществляется непосредственно в месте поступления ее на теплообменное оборудование в машинном зале.

На ГТС температура воды измеряются:

1) в подводящих каналах или водозаборах в преддоставный период и в жаркую декаду;

2) в водохранилище, в его нижнем бьефе или очагах фильтрации при контроле за состоянием плотины.

108. Для измерения температуры воды применяются ртутные стеклянные термометры или другие термометры с ценой деления 0,5°C.

109. Наблюдения за размывами подводных частей крепления дна и откосов в отводящем канале водосбросов осуществляются путем промеров глубин на постоянных поперечниках для возможности сопоставления результатов измерений. Промеры проводятся в межень, их точность составляет 5-10 сантиметров. Наблюдения ведутся по линии зуба водобоя или жесткой рисбермы, по всей площади гибкой рисбермы и участков, закрепленных каменной наброской и мощением, в ковше и за ковшом рисбермы. Участки бетонного крепления в зонах сбойного течения и водоворотов ежегодно осматриваются водолазами. На участках сильных размывов промеры производятся в дополнительных точках с таким расчетом, чтобы зафиксировать границы и местоположение максимальных глубин размывов.

110. Наблюдения за деформацией берегов водохранилища под воздействием ветровых волн, особенно интенсивной в первые годы его эксплуатации, производится нивелировкой и промерами надводной и подводной частей берега.

111. После штормов проверяется состояние крепления откосов земляных сооружений, наличие вымыва уплотнения из швов крепления, из-под плит крепления, просадки их. Наличие пустот под плитами определяется простукиванием.

112. Если наносы создают затруднения в работе ТЭС (заиление водохранилища-охладителя и аванкамеры, износ насосов, трубопроводов), ведутся наблюдения за режимом твердого стока по специально разработанной программе.

Наблюдения за заилением проводятся при осенней межени на постоянных поперечниках. Фиксируется гранулометрический состав отложений путем промеров и взятия проб на поперечниках.

113. Объем зимних наблюдений зависит от местных условий и определяется местной инструкцией по эксплуатации.

В зимний период проводятся наблюдения за характерными явлениями на сооружениях данной ТЭС:

- 1) началом и особенностями ледостава;
- 2) появлением шуги;
- 3) началом таяния ледяного покрова и его особенностями;
- 4) особенностью ледохода через плотины;
- 5) обледенением ГТС;
- 6) температурой окружающего воздуха и воды.

Цель наблюдений – накопление данных для прогнозирования ледовых явлений и опыта успешной борьбы с зимними затруднениями.

114. При визуальном контроле за ГТС маршрут обхода сооружений обеспечивается полный их осмотр и строго соблюдается.

115. При обходе плотины и каналов проверяется:

- 1) состояние откосов, гребня и берм сооружений (отсутствие размывов, оползней и осыпания грунта);
- 2) состояние щебеночного и каменного крепления;
- 3) состояние железобетонного крепления и конструкций (отсутствие разрушения бетона);
- 4) отсутствие выхода фильтрационных вод на низовой откос плотины;
- 5) состояние берегов водохранилища (отсутствие разрушения и зарастания мелководий);
- 6) работу дренажной системы (отвод или откачку фильтрационных вод, отсутствие засорений);
- 7) состояние контрольно-измерительной аппаратуры (осадочных марок и пьезометров);
- 8) результаты визуальных наблюдений регистрируются на картах-развертках, и в журнале визуальных наблюдений описываются повреждения ГТС;
- 9) размеры повреждений земляных сооружений и деформационных швов;
- 10) площадь и глубину повреждений железобетонных креплений;
- 11) характер фильтрации (капельная, струйчатая, мокрые пятна);
- 12) площадь и глубину коррозии механического оборудования.

На картах-развертках дефекты ГТС обозначаются в соответствии со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения".

116. При осмотрах особое внимание обращается на состояние конструкций, работающих под напором воды, в зоне переменного уровня, и железобетонных перекрытий (плотина, паводковый водосброс, насосные станции).

117. При визуальных наблюдениях и технических осмотрах железобетонных конструкций ГТС выявляется:

1) состояние защитных покрытий (облицовочных, лакокрасочных штукатурных, теплоизоляционных);

2) наличие в конструкции протечек и увлажненных участков, выщелачивания;

3) состояние плотности защитного слоя (видимые дефекты: раковины, пористость);

4) наличие трещин и отколов защитного слоя, их протяженность, глубину, месторасположение;

5) нарушение сцепления арматуры с бетоном; наличие коррозии арматуры (путем контрольных сколов защитного слоя).

118. В процессе осмотра выявляются и регистрируются следующие виды трещин:

1) в колоннах – вертикальные, вблизи ребер или на гранях;

2) горизонтальные, совпадающие с расположением хомутов;

3) в балках – наклонные, у опорных концов, вертикальные и наклонные в пролетных участках;

4) в плитах – в средней части плит, с раскрытием на нижней (потолочной) поверхности.

119. Обследование видимых деформаций сопровождается измерениями всех повреждений, дефектов и отклонений от проекта (прогибов, сдвигов, искривлений, осадок, раскрытия и протяженности трещин с зондированием их глубин, изменения геометрических размеров).

120. Очередные весенние и осенние технические осмотры ГТС электростанций проводятся постоянно действующей комиссией. Состав комиссии назначается техническим руководителем или директором ТЭС.

121. Весенний технический осмотр проводится с целью освидетельствования технического состояния сооружений после таяния снега или зимних дождей.

При весеннем осмотре уточняются:

объемы работ по текущему ремонту, намеченному к выполнению в летний период, и выявляются объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года или в перспективный план ремонтных работ (на 3 – 5 лет).

122. Осенний технический осмотр сооружений проводится ежегодно за 1,5 месяца до наступления морозов. К этому времени заканчиваются все летние работы по текущему и капитальному ремонтам, обеспечивающие нормальную эксплуатацию зданий и сооружений в зимний период.

Проверяется:

1) достаточность засыпки и утепления водоводов;

- 2) утепление камер задвижек и контрольно-измерительных приборов;
- 3) отсутствие просадок грунта под бетонными плитами крепления каналов;
- 4) исправность каналов обогрева и механического оборудования.

123. Текущие технические осмотры проводятся в межсезонье по утвержденному графику.

Результаты технических осмотров оформляются актом технического осмотра гидротехнических сооружений по форме, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

124. Разовые инструментальные измерения производятся для оперативного получения информации о состоянии ГТС, обоснования вызова специализированной организации для проведения долговременных наблюдений, принятия срочных мер по устранению опасности аварийного разрушения или для контроля качества ремонтных или строительно-монтажных работ, выполненных различными организациями.

125. Разовые инструментальные измерения производятся для выявления:

- 1) отклонения размеров конструкций, глубин каналов, размеров водопропускных отверстий и пазов водоприемников от проектных значений;
- 2) протяженности, ширины раскрытия и глубины трещин;
- 3) отклонения от вертикали отдельных строительных конструкций или сооружений;
- 4) искривлений, выгибов и прогибов отдельных элементов;
- 5) прочности бетона, раствора в конструкциях;
- 6) нарушений требований технических условий производства ремонтных и строительно-монтажных работ;
- 7) уровня вибрации фундаментов оборудования, перекрытий, балок, ригелей, колонн.

126. Для обеспечения проведения разовых измерений с достаточной точностью используются следующие средства измерений:

- 1) для измерений фактических геометрических размеров элементов сооружений или конструкций – метр, рулетку измерительную в соответствии с ГОСТ 7502-98 "Рулетки измерительные металлические. Технические условия. Межгосударственный стандарт";
- 2) для измерений искривлений, выгибов, прогибов отдельных элементов конструкций небольшой длины – как вспомогательные приспособления стальную проволоку, капроновую леску с натяжным устройством (динамометр, груз), линейку поверочную в соответствии с ГОСТ 8026-92 "Линейки поверочные. Технические условия";
- 3) для измерения отклонений от вертикали (крена) зданий насосных станций – отвесы на стальной проволоке, капроновой леске и стальную мерительную линейку, для более точных измерений – теодолит в соответствии с ГОСТ 10529-96 "Межгосударственный стандарт. Теодолиты. Общие технические условия";

- 4) для измерения видимых трещин (ширины раскрытия и глубины) микрометры, мерную лупу с масштабными делениями, микроскоп, микрометрический глубиномер;
- 5) для определения прочности бетона, раствора – эталонный молоток Кашкарова или пружинный пистолет Борового, молоток ГМ или ультразвуковой прибор УК-10П;
- 6) для измерения вибрации и определения характера обнаруженных трещин в ригелях, колоннах, перекрытиях – вибродатчик с осциллографом;
- 7) для измерения глубин каналов, водозаборов с целью определения степени заиливания - эхолот с самописцем, ручной лот, при небольших глубинах – шест с дециметровым делениями, гидрометрическая лебедка.

127. Границы распространения трещин или раскрытия деформационного шва отмечается краской, измеряется их длина.

128. Наблюдения за трещинообразованием в напорных и несущих конструкциях ГТС проводится при ширине (раскрытии) трещин 0,3 мм и более. Если с помощью маяка будет выявлено, что раскрытие трещины продолжается, проводится систематическое наблюдение с помощью щелемеров. В течение 20 дней после возникновения трещин и установки маяков осмотр их проводится ежедневно, а в дальнейшем - еженедельно до полной стабилизации деформаций. Щелемерные наблюдения проводятся с точностью +0,1 мм.

129. Определение прочности бетона с помощью вышеперечисленных механических средств производится в соответствии с ГОСТ 17624 "Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности".

130. Определение прочности бетона в эксплуатируемых конструкциях ГТС с помощью ультразвуковых приборов производится, согласно ГОСТ 23009 "Конструкции и изделия бетонные и железобетонные сборные. Условные обозначения (марки)".

131. Лабораторное определение прочности бетона конструкций путем испытания заготовленных в период строительства образцов или отобранных из конструкций кернов производится в соответствии с ГОСТ 23009 "Конструкции и изделия бетонные и железобетонные сборные. Условные обозначения (марки)".

Глава 7. Техническое обслуживание и ремонт

132. Техническое обслуживание ГТС производится для поддержания их первоначальных эксплуатационных характеристик.

Техническое обслуживание установленного на ГТС оборудования производится в соответствии с требованиями инструкций изготовителей.

133. При обнаружении промоин, оползней, просадок, выпучивания грунта и вымыва его в дренажи, каверн и трещин в теле сооружения, разрушения ливнеотводящих устройств определяются и устраняются причины их появления.

134. Обнаруженные в теле сооружений ходы землеройных животных надо ликвидировать. Для борьбы с землеройными животными привлекаются специализированные организации.

135. При обнаружении застоя воды на гребне или берегах земляных сооружений организовывается отвод воды.

136 Откосы земляных плотин содержатся в исправном состоянии с соблюдением проектных данных, толщина крепления соответствует фактическим волновым и ледовым нагрузкам. Верховые откосы плотин, имеющие экраны, зону дренажных устройств очищаются от деревьев и кустарников.

137. В случае возможных деформаций или повреждений бетонных креплений откосов или других частей ГТС в результате покрытия их льдом производится защита бетона путем установки бревен, запаней или скалывания льда.

138. Для защиты ГТС от обрастания моллюсками дрейсены рекомендуется применять антиобрастающее покрытие краской ХВ-53.

139. Для повышения эффективности работы водохранилища-охладителя рекомендуется проводить следующие мероприятия:

1) уничтожать при значительном зарастании водную растительность механическими камышекосилками или биологическим методом – разведением растительноядных рыб в водохранилище-охладителе;

2) всплывший торф отбуксировать катером в мелководные застойные зоны с последующим ограждением сваями или выемкой на береговую зону в отведенные участки;

3) проводить дноуглубительные работы на заиленных участках ложа;

4) ликвидировать застойные зоны при их значительной площади путем устройства струенаправляющих дамб, указанное мероприятие выполняется совместно со специализированной организацией.

140. Ловушки для дрейсены на подводящем канале (при наличии таких) очищаются своевременно, не рекомендуется заполнение их более чем на половину высоты.

141. Сетчатые рыбозаградители при перепаде уровня воды на них 100 мм и более очищаются.

142. Подъем и удаление плавающих бревен в районе водоприемников насосных станций производится с помощью подъемных кранов, оборудованных грейфером или многолепестковым ковшом типа "Полип", кошелеванием плавающего леса, отводом и закреплением в определенных местах.

143. В соответствии с Правилами, указанными в пункте 8 настоящих Методических указаний и Правилами организации деятельности и осуществления функций заказчика (застройщика), утвержденными приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 229 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10795), на электростанции регулярно производится текущий и капитальный ремонт ГТС.

При капитальном ремонте ГТС производится замена изношенных конструкций и деталей, снижающих надежность и безопасность ГТС или ограничивающих их

эксплуатационные показатели, на аналогичные или более прочные и экономичные, улучшающие эксплуатационные возможности ремонтируемых объектов.

144. Капитальный ремонт ГТС в условиях постоянно действующей системы технического водоснабжения выполняется по проекту ремонта и проекту организации ремонтных работ. Проект капитального ремонта наиболее ответственных элементов ГТС выполняется проектными организациями. Проектная документация на выборочные капитальные ремонты выполняется проектно-конструкторскими подразделениями энергопредприятий. Для выполнения капитальных ремонтов могут привлекаться специализированные ремонтно-строительные и строительно-монтажные организации.

145. При текущем ремонте ГТС восстанавливается работоспособность элементов ГТС путем устранения мелких повреждений. Текущий ремонт производится в течение года по плану, составленному энергопредприятием. План текущего ремонта разрабатывается на основании расценочных описей, составленных после проведения общих, частичных и внеочередных осмотров сооружений.

146. Периодичность ремонтов для отдельных сооружений устанавливается в зависимости от их состояния на основании результатов технических осмотров и систематических наблюдений. Капитальный ремонт производится выборочно для сооружений ГТС, без создания помех в работе технического водоснабжения ТЭС.

Примерная периодичность капитального ремонта:

- 1) плотин, дамб, каналов, водозаборов, водосбросов – 15-25 лет;
- 2) брызгальных бассейнов – 4 года;
- 3) циркуляционных водоводов стальных – 15 лет.

147. Приемку ГТС из капитального ремонта производит комиссия, назначенная руководством ТЭС.

При приемке ремонтных работ проверяется выполнение их в соответствии с проектом и сметой, внешнее состояние ГТС. Не допускается приемка в эксплуатацию сооружений с недоделками, препятствующими их нормальной эксплуатации и ухудшающими гигиенические условия и безопасность труда персонала. Все работы, выполненные при капитальном ремонте ГТС, принимаются по акту. К акту приемки прилагается техническая документация по ремонту.

148. Для сооружений подводящего тракта граничным условием эксплуатации является сработка уровня воды ниже минимально допустимого, что ведет к ограничению или прекращению подачи воды на ТЭС насосными станциями. При понижении уровня воды в подводящем тракте до минимально допустимого производится подпитка водохранилища-охладителя или уменьшаются сбросы воды из него.

149. В случае закупорки отверстий глубинного водозабора шугой для ее устранения применяются направленные взрывы.

150. При повышении уровня воды в водохранилищах-охладителях выше максимального расчетного значения и заклинивании затворов водосбросных сооружений не допускается устраивать прораны в теле земляной плотины. Осуществляется подъем затворов с помощью более мощных грузоподъемных механизмов с привлечением водолазов.

151. В случаях, когда один или несколько из контролируемых показателей на напорных ГТС достиг предельно допустимого значения, создается комиссия из представителей службы эксплуатации ТЭС, соответствующей проектной, научно-исследовательской организации. Комиссия выясняет причины и дает оценки возможных последствий нарушения нормального состояния сооружения. Если комиссией будет признана возможность возникновения аварийной ситуации, разрабатываются предложения по ее предупреждению.

152. Для опорожнения насосной станции в случае ее аварийного затопления используются резервные переносные насосы типа "ГНОМ".

153. При возникновении аварийной ситуации на ГТС действия персонала направляются на предотвращение аварии, а в случае невозможности предотвращения - на уменьшение ущерба от аварии.

154. При возникновении любой аварийной ситуации обслуживающий персонал осуществляет:

- 1) оповещение о ее возникновении директора, главного инженера, начальника смены и начальника цеха;
- 2) немедленно приступает к ликвидации аварийной ситуации.

155. При аварии на ГТС в случае угрозы для жизни и здоровья персоналом покидается опасная зона.";

в Методических указаниях по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата, дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата, дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 34 изложить в следующей редакции:

"34. Нормы контроля металла лопаток и дисков ступеней в зоне фазового перехода турбин разных изготовителей приведены в ГОСТ Р ISO 9934-2 "Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Часть 2. Дефектоскопические материалы".";

пункт 51 изложить в следующей редакции:

"51. Качество свежего пара перед турбиной рекомендуется соблюдать в соответствии с ГОСТ Р ISO 9934-2 "Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Часть 2. Дефектоскопические материалы".";

в Методических указаниях по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методических указаниях по наладке системы технического водоснабжения тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по наладке системы технического водоснабжения тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 22 изложить в следующей редакции:

"22. На тепловых электростанциях находят применение и другие схемы водоснабжения:

1) схема при прямоточной системе с двумя подъемами воды насосами применяется при большой разнице в отметках расположения электростанции и уровня воды в источнике водоснабжения, превышающей максимально возможный напор выпускаемых заводами насосов. Устанавливаются две ступени насосов:

на первой насосной станции с перекачкой воды в промежуточный водоем и на второй насосной станции, обеспечивающей подачу воды по основному тракту водоснабжения через конденсаторы турбин;

2) схема при оборотном водоснабжении с градирнями, при которой первая группа насосов прокачивает воду через конденсаторы, а вторая группа насосов подает воду на градирни, согласно рисунку 3 приложения к настоящим Методическим указаниям. При большой разнице отметок в водосборном бассейне градирен и в приемной камере насосов, подающих воду на градирни, проток воды через конденсаторы обеспечивается за счет самотека, тогда первая группа насосов исключается согласно со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения".";

пункт 39 изложить в следующей редакции:

"39. Опыт применения брызгальных градирен вместо пленочных, с оросителем, показал, что при напоре у сопл 5 – 6 м.вод.ст. недоохлаждение воды составляет 3 – 4°С при всех прочих равных условиях. Имеет место большой вынос мелких капель воды вместе с выходящими из башен потоками воздуха. Последнее связано с установкой

водоулавливающих устройств, срок службы деревянных водоуловителей ограничен и составляет 4 – 5 лет. Применение в градирнях брызгального оросителя рекомендуется при ограниченной конденсационной нагрузке и при наличии в системе водоснабжения на электростанции не менее двух градирен.

Радиаторные градирни состоят из поверхностных теплообменников (радиаторов), по которым циркулирует охлаждаемая вода. Тяга воздуха через радиаторы осуществляется вентиляторами или вытяжными башнями. Для повышения интенсивности теплообмена радиаторы изготавливаются из хорошо проводящего тепло металла. Применение радиаторных градирен ограничивается фактами их установки в маловодных районах при высокой стоимости добавочной воды, согласно СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения" и СН РК 3.04-03 "Основания гидротехнических сооружений".;

пункт 69 изложить в следующей редакции:

"69. Охлаждающий эффект гидроохладителей поддерживается на уровне нормативных характеристик или проектных показателей, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).";

пункт 181 изложить в следующей редакции:

"181. Водоструйный бассейн не имеет течей. Проверка его плотности осуществляется в первые два года эксплуатации ежегодно, в дальнейшем не реже одного раза в 3 года. При наличии фильтрации, превышающей 3 л на 1 м² смачиваемой поверхности, водосборный бассейн ремонтируется. Для ремонта поврежденных участков применяется раствор либо торкрет, приготовленный на сульфатостойком портландцементе согласно ГОСТ 22266 "Межгосударственный стандарт. Цементы сульфатостойкие. Технические условия", марки 500 с содержанием активных минеральных добавок в количестве 5 - 10% и песка модулем крупности не ниже 1,5.";

в Методических указаниях по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики "Об электроэнергетике".";

пункт 13 изложить в следующей редакции:

"13. Не реже одного раза в год, при работах технологического оборудования на измененном режиме более трех месяцев или при переводе его на новый постоянный

режим работы, после капитального ремонта или реконструкции, производятся испытания в соответствии с СН РК 4.04-10 "Электростанции тепловые", с целью выявления соответствия фактических параметров Установок проектным показателям. Испытания проводятся с привлечением специализированной организации или персоналом ТЭС. Результаты испытаний регистрируются в форме акта, согласно Правилам, и фиксируются в техническом паспорте Установок. Принимаются меры по наладке, реконструкции или замене Установок при несоответствии параметров их работы требованиям пункта 11 настоящих Методических указаний.";

пункт 40 изложить в следующей редакции:

"40. Оборудование Установок размещается в местах, доступных для их осмотра и обслуживания, в соответствии с технической документацией проектной организации и требованиями к монтажу изготовителей оборудования, входящего в состав Установок, согласно СН РК 3.05.XX "Внутренние санитарно-технические системы".";

в Методических указаниях по эксплуатации водогрейных котлов с внешними теплообменниками, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации водогрейных котлов с внешними теплообменниками (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

подпункт 34) пункта 5 изложить в следующей редакции:

"34) при растопке котла на газе подготавливается газопровод согласно рисунку 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, котла для заполнения газом, ключ выбора вида топлива ставится в положение "Газ", проверяется наличие пробки на штуцере подвода сжатого воздуха или инертного газа, закрываются задвижки подачи газа к горелкам 1Г-1 - 6Г-1 и 1Г-2 - 6Г-2, открывается СП-1 - СП-4 и 1СБ - 6СБ, ПЗК, РКГ, проверяется на закрытие задвижка 1Г, включается манометр и расходомер газа, проверяется избыточное давление газа в общем газопроводе котельной (в соответствии с СН РК 4.03-01 давление газа перед горелками, которое обеспечивается не ниже 0,01-0,15 МПа (0,1-0,15 кгс/см²), открываются заглушки на газопроводе котла и к запальникам, открываются задвижки 1П и 1ГЗ, газопроводы заполняются газом в течение 10-15 мин;"

подпункт 3) пункта 49 изложить в следующей редакции:

"3) СН РК 4.03-01 "Газораспределительные системы".";

в Методических указаниях по наладке и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по наладке и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин (далее – Методические указания)

разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методических указаниях по обследованию баков аккумуляторов горячей воды, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по обследованию баков аккумуляторов горячей воды (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 16 изложить в следующей редакции:

"16. Согласно требованиям СНиП РК 5.04-18 "Металлические конструкции". Правила производства и приемки работ, стыковые сварные соединения окраек днища баков-аккумуляторов выполняются на подкладке не менее чем в два слоя. Контроль герметичности всех швов днища при монтаже баков производится вакуумом. Контроль просвечиванием проникающими излучениями производится:

1) в баках, сооружаемых из рулонных заготовок, изготовителем путем проверки 100% пересечений вертикальных и горизонтальных швов, швов сварных соединений I и II поясов (считая снизу) и 50% пересечений II, III и IV поясов, а при монтаже — вертикальных швов стенок баков вместимостью от 2000 до 20000 м³;

2) в баках, сооружаемых полистным методом, всех вертикальных стыковых соединений I и II поясов и 50 % соединений II, III и IV поясов преимущественно в местах пересечений этих соединений с горизонтальными;

3) всех стыковых соединений окраек днищ в местах примыкания к ним стенки бака.

пункт 68 изложить в следующей редакции:

"68. Испытания на растяжение основного металла производятся согласно требованиям СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".";

пункт 81 изложить в следующей редакции:

"81. Осмотр и измерение геометрических размеров сварных швов производится в целях выявления их соответствия требованиям проекта и СТ РК 1450 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые".";

пункт 92 изложить в следующей редакции:

"92. Отклонения образующих стенки бака от вертикали, наружного контура днища не превышает значений, приведенных СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

Для баков-аккумуляторов, находящихся в эксплуатации более 20 лет, отклонения у которых не прогрессируют, допускается примерно на 50 % проектных отклонений.";

приложение 9 изложить в новой редакции согласно приложению 3 к настоящему Перечню;

в Методических указаниях по диагностике автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по диагностике автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в приложении 5 к указанной Методике:

пункт 3 изложить в следующей редакции:

"3. Методические аспекты.

Оценка теплового состояния автотрансформаторов и токоведущих частей проводится путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы, конструкции и осуществляется:

по нормированной температуре нагрева (превышения температуры);

по избыточной температуре;

по коэффициенту дефектности;

по динамике изменения температуры во времени.

Практические измерения, выполненные на автотрансформаторах при различных погодных условиях показывает, что в плане повышения способности выявления дефектных трансформаторов требуется соблюдение целого ряда условий. Последнее связано с чрезвычайно низким уровнем тепловыделений в конструкции изоляции и низким температурным контрастом обусловленным, как предельной чувствительностью тепловизоров и их временной нестабильностью, так и влиянием оптических свойств поверхности и воздействием окружающей среды.

При практическом выполнении обследований руководствоваться положениями:

тепловизор ориентируется относительно нормали к поверхности измерения:

для металлических поверхностей – в пределах 0-40°;

для окрашенных поверхностей и диэлектриков – в пределах 0-60°;

измерения проводятся в сухую безветренную погоду при положительных температурах 20-25 °С и скорости ветра не более 2 м/с;

в предшествующие измерениям сутки не было осадков;

термографирование трансформаторов проводится не ранее 3 часов после захода солнца (установление режима регулярного теплообмена), допускается проведение измерений в дневное время при наличии плотной облачности;

токовая нагрузка в течении 10-12 часов перед измерениями более близкая к номинальному значению;

анализ термограмм и термографических информационных функций проводится по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой крышки;

если баки окрашены учитывается коэффициент излучения покрытия.";

в Методических указаниях по диагностике силовых трансформаторов и их вводов на рабочем напряжении, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по диагностике силовых трансформаторов и их вводов на рабочем напряжении (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в приложении 5 к указанной Методике:

пункт 3 изложить в следующей редакции:

"3. Методические аспекты

Оценка теплового состояния трансформаторов и токоведущих частей проводится путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы и конструкции и осуществляется:

по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры);

по избыточной температуре;

по коэффициенту дефектности;

по динамике изменения температуры во времени.

Значительный объем практических измерений, выполненный на трансформаторах при различных погодных условиях показывает, что в плане повышения способности выявления дефектных элементов требуется соблюдение целого ряда условий. Последнее связано с чрезвычайно низким уровнем тепловыделений в конструкции изоляции и низким температурным контрастом обусловленным, как предельной чувствительностью тепловизоров и их временной нестабильностью, так и влиянием оптических свойств поверхности и воздействием окружающей среды.

При выполнении обследований руководствоваться положениями:

тепловизор ориентируется относительно нормали к поверхности измерения:

для металлических поверхностей – в пределах 0-40°;

для окрашенных поверхностей и диэлектриков – в пределах 0-60°;

измерения проводятся в сухую безветренную погоду при положительных температурах в наиболее жаркий период 20-25°С и скорости ветра не более 2 м/с;

в предшествующие измерениям сутки не выпадали осадки, а день измерений солнечный;

термографирование трансформаторов проводится не ранее 3 часов после захода солнца (установление режима регулярного теплообмена), допускается проведение измерений в дневное время при наличии плотной облачности;

токовая нагрузка по линии в предшествующий измерениям период 10-12 часов возможно более близкая к номинальному значению;

анализ термограмм и термографических информационных функций проводится по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой крышки;

если элементы конструкций баков окрашены, учитывается коэффициент излучения красочного покрытия.";

в Методических указаниях по диагностике шунтирующих реакторов и их вводов на рабочем напряжении, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по диагностике шунтирующих реакторов и их вводов на рабочем напряжении (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в приложении 1 к указанной Методике:

пункт 28 изложить в следующей редакции:

"28. При обследовании выполняются требования и соответствуют документу, указанному в подпункте 9 пункта 4 настоящих Методических указаний:

1) тепловизор настраивают относительно нормали к поверхности измерения: для металлических поверхностей – в пределах 0-40, для окрашенных поверхностей и диэлектриков – в пределах 0-60;

2) измерения проводятся в сухую безветренную погоду при положительных температурах, желательно в наиболее жаркий период при температуре окружающего воздуха 20-25 С°;

3) в предшествующие измерениям сутки не было осадков, день выбирается солнечным;

4) анализ термограмм и термографических информационных функций проводится по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой крышки;

5) если элементы конструкций баков окрашены, учитывается коэффициент излучающей способности покрытия.";

в Методических указаниях по перемаркировке основного энергетического оборудования, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по перемаркировке основного энергетического оборудования (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

подпункт 1) пункта 15 изложить в следующей редакции:

"1) типоразмер обозначение согласно СТ РК ИЕС 60076-1 "Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения";";

в Методических указаниях по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методических указаниях по эксплуатации вакуумных выключателей, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации вакуумных выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 42 изложить в следующей редакции:

"42. Наибольшие допустимые температуры и соответствующие превышения температур обмоток и других элементов вспомогательных цепей (кроме электродвигателей), предназначенных для кратковременного режима (только в процессе операции включения или отключения вакуумного выключателя), допускаются в пределах требований ГОСТ 31602.2 "Устройства соединительные", после 10-кратного срабатывания при напряжении на выводах, равном 1,1 Уп, ном (для обмоток включающих электромагнитов приводов независимого действия при напряжении Уп, ном). При интервале между моментами подачи напряжения 10 с или при отсутствии соблюдения этого интервала на минимальном интервале.";

пункт 61 изложить в следующей редакции:

"61. Если условия эксплуатации требуют нормирования стойкости к воздействиям механических факторов внешней среды, то группу этих воздействий указывают в паспорте изготовителя согласно ГОСТ 54127-4 "Электробезопасность в низковольтных распределительных сетях напряжением до 1000 В переменного тока и 1500 В постоянного тока".";

пункт 292 изложить в следующей редакции:

"292. Для подтверждения нормированного ресурса выключателя по коммутационной стойкости проводят испытания при токе, для которого изготовителем нормируется ресурс. Количество отключений и включений тока не менее нормированного. Включения и отключения допускается выполнять как отдельные операции или как составную часть различных циклов операций. Минимальное время между операциями и циклами устанавливает изготовитель согласно ГОСТ 31602.2 "Устройства соединительные".";

в Методических указаниях по эксплуатации элегазовых выключателей, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации элегазовых выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 43 изложить в следующей редакции:

"43. Наибольшие допустимые температуры и соответствующие превышения температур обмоток и других элементов вспомогательных цепей (кроме электродвигателей), предназначенных для кратковременного режима (только в процессе операции включения или отключения элегазового выключателя), не могут превышать требования ГОСТ 31602.1 "Устройства соединительные" после 10-кратного срабатывания при напряжении на выводах, равном $1,1 U_n$, ном (для обмоток включающих электромагнитов приводов зависимого действия при напряжении U_n , ном). При интервале между моментами подачи напряжения 10 с или, если конструкция не позволяет обеспечить интервал 10 с, при минимально возможном интервале.";

пункт 45 изложить в следующей редакции:

"45. Наибольшие допустимые температуры и соответствующие превышения температур частей электродвигателей приводов соответствовать требованиям ГОСТ 31602.1 "Устройства соединительные", после 10-кратного срабатывания привода при напряжении на зажимах двигателя, равном U_n , ном, с минимально возможными интервалами времени между моментами подачи напряжения.";

пункт 112 изложить в следующей редакции:

"112. Соответствующая поправка делается для измерения, выполненного при других температурах. Изготовителем указываются требования к новому и использованному газу. Новый элегаз для применения в элегазовом выключателе соответствует документам, указанным в "Технические условия и приемка нового гексафторида серы" (для нового газа), в ГОСТ Р 54426 "Руководство по проверке гексафторида серы (элегаза), отобранного из электрического оборудования" (для использованного газа) и в "Высоковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления – использование и обращение с гексафторидом серы (элегазом) в высоковольтной коммутационной аппаратуре и аппаратуре управления" (для использования элегаза в высоковольтном оборудовании). Для обеспечения качества элегаза в течение всего установленного срока эксплуатации рекомендуется руководствоваться "Технические условия и приемка нового гексафторида серы" и Правилами. В международной практике используются рекомендации "Аппаратура коммутационная и механизмы управления высоковольтные. Часть 4. Процедуры

обращения с гексафторидом серы (SF₆) и его смесями" при применении нового элегаза в случае подготовки к вводу в эксплуатацию оборудования и при контроле свойств газа и обслуживании в процессе эксплуатации.";

в Методических указаниях по эксплуатации разъединителей 6-500 кВ, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации разъединителей 6-500 кВ (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 13 изложить в следующей редакции:

"13. Значения номинальных токов выбираются из ряда, нормированного согласно ГОСТ 62271-102 "Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 102. Разъединители и заземляющие переключатели переменного тока (IEC 62271-102 Highvoltage switchgear and controlgear - Part 102 Alternating current disconnectors and earthing switches), ГОСТ 6827-76, СТ СЭВ 780-77 Электрооборудование и приемники электрической энергии. Ряд номинальных токов, ГОСТ 62271-209 Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 209. Кабельные соединения для газоизолированных распределительных устройств на расчетное напряжение свыше 52 кВ. Заполненные жидкостью и экструдированные изоляционные кабели. Заполненные жидкостью и сухие кабельные концы" (IEC 62271-209 High-voltage switchgear and controlgear - Part 209: Cable connections for gasinsulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV - Fluid-filled and extruded insulation cables - Fluid-filled and dry-type cable-terminations). Предпочтительные значения номинальных токов разъединителей, А: 200, 315, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000, 5000, 6300, 8000, 10000, 12500, 16000, 20000, 25000, 31500, 40000, 50000, 63000.";

в Методических указаниях по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-110 кВ, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-110 кВ (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 13 изложить в следующей редакции:

"13. Согласно Правилам установления охранных зон объектов электрических сетей и особым условиям использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 сентября 2017 года № 330 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15943) (далее – Правила охранных зон), устанавливается охранный участок в виде земельного участка и воздушного пространства,

ограниченная вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при не отклоненном их положении на расстоянии:

- 1) линий 35 киловольт (далее – кВ) – 15 м;
- 2) линий 110 кВ – 20 м.";

в Методических указаниях по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 220-500-1150 киловольт, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 220-500-1150 киловольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 63 изложить в следующей редакции:

"63. Осмотры (периодические и внеочередные) производятся пешком, с использованием транспортных средств, в том числе самолетов, вертолетов.

Лица, производящие осмотры, принимают на месте все возможные меры для устранения обнаруженных нарушений требований, обращаясь за содействием к органам власти и администрации соответствующих организаций согласно Правилам установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 сентября 2017 года № 330 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15943) (далее – Правила охранных зон).";

приложение 3 изложить в новой редакции согласно приложению 4 к настоящему Перечню;

в Методических указаниях по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 киловольт, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 киловольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 46 изложить в следующей редакции:

"46. Результаты обходов и осмотров оформляются следующим образом:

1) регистрируются в журнале обходов и осмотров. Обнаруженные дефекты на трассах кабельных линий записываются в журнал дефектов;

2) по окончании осмотра трассы закрытой территории вручается предписание работнику организации, обеспечивающему сохранность кабельных линий, для устранения обнаруженных дефектов;

3) при выявлении дефектов, требующих немедленного устранения, производящий обход и осмотр сообщает об этом своему непосредственному начальнику;

4) результаты осмотра трасс кабельных линий инженерно-техническим персоналом регистрируются в журнале дефектов;

5) осмотр подводных трасс кабельных линий оформляется актом комиссии в составе представителя эксплуатирующей организации, бригадира водолазов и водолаза, непосредственно осматривавшего трассу;

6) при обнаружении на трассе кабельных линий производства земляных работ, выполняемых без разрешения владельца кабельной сети, при обнаружении над местом прокладки подводных кабелей стоянки кораблей, судов и других нарушений согласно Правилам установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 сентября 2017 года № 330 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15943) (далее – Правила охранных зон) лицо, производящее обход и осмотр, принимает меры по предотвращению вышеуказанных нарушений и сообщает об этом своему непосредственному начальнику, по выполненным мерам вносит запись в журнале обходов и осмотров;

7) результаты осмотров открыто проложенных кабельных линий и кабельных сооружений регистрируются инженерно-техническим персоналом, производящим осмотр, в журнале дефектов кабельных линий;

8) результаты осмотров концевых участков кабелей и концевых муфт в распределительных устройствах электростанций и подстанций регистрируются в журнале дефектов. Если дефекты обнаружены на концах отходящих линий, сведения о них передаются эксплуатирующей организации.";

в Методических указаниях по эксплуатации силовых трансформаторов, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации силовых трансформаторов (далее Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методических указаниях по эксплуатации комплектных распределительных элегазовых устройств, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации комплектных распределительных элегазовых устройств (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 43 изложить в следующей редакции:

"43. Вводы "элегаз-воздух" изготавливаются климатического исполнения У, категории размещения 1 с нижним значением температуры внешней среды до минус 45 °С, а для климатического исполнения ХЛ (УХЛ) категории размещения 1 с нижним значением температуры внешней среды до - 60 °С. Основные требования к КРУЭ по условиям установки и механической стойкости к внешним воздействиям: высота над уровнем моря – не выше 1000 м, тип атмосферы – II, сейсмостойкость соответствует географическому расположению подстанции, группа механического исполнения – ГОСТ 31419 "Методы испытаний на стойкость к механическим внешним воздействующим факторам машин, приборов и других технических изделий". В случае применения вводов 750 кВ установка КРУЭ на высоте над уровнем моря ограничивается 500 м.";

пункт 222 изложить в следующей редакции:

"222. Пуско-наладочным работам предшествует завершение следующих работ:

- 1) полный монтаж распределительное устройство или его ячеек;
- 2) подключение всех вспомогательных и контрольных кабелей;
- 3) подача напряжения на цепи вторичной коммутации, в том числе на цепи управления и сигнализации;
- 4) заполнены газом все газоизолированные отсеки КРУЭ и стыковочные узлы;
- 5) проверка действий (настройка) контролирующих устройств давления (плотности) элегаза.";

подпункт 4) пункта 226 изложить в следующей редакции:

"4) трансформаторы тока – по ГОСТ 60044-1 "Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока";";

пункт 267 исключить;

в Методических указаниях по эксплуатации масляных выключателей, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по эксплуатации масляных выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методических указаниях по проведению энергетических обследований тепловых сетей, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований тепловых сетей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методических указаниях по проведению энергетических обследований электрических станций, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований электрических станций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 15 изложить в следующей редакции:

"15. Определение уровня технической эксплуатации энергообъектов требованиям отраслевых нормативных документов, при наличии следующего оборудования:

- 1) станционных теплофикационных установок;
- 2) систем золоулавливания и золоудаления, в том числе по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций
- 3) трубопроводов тепловых электростанций, и при этом учесть эксплуатацию баков аккумуляторов горячей воды и соблюдение норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей,
- 4) устройств тепловой автоматики и измерений с соблюдением требований по оснащенности, укомплектованности, своевременной поверке средств измерений, их наладке и видов связи, соответствие требованиям диспетчеризации;
- 5) систем регулирования и парораспределения турбин, работы дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций, ведения расчета поправок к расходу тепла турбоагрегатами по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата;
- 6) водогрейных и паровых энергетических котлов с учетом норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций и тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций, а также ведения работ по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций;
- 7) газового хозяйства и мазутного хозяйства, в том числе по нормам расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ на тепловых электростанциях;
- 8) топливно-транспортного оборудования по вопросам эксплуатации и своевременности ремонтных работ;
- 9) башенных градирен по вопросам эксплуатационно-ремонтных работ с учетом оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями;
- 10) производственных зданий и сооружений, с учетом своевременного проведения ремонтно-восстановительных работ, в том числе по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума;
- 11) соблюдение норм эксплуатации природоохранных объектов и территорий, с учетом наличия гидроохладителей, золоотвалов;

12) устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и связи, с соблюдением периодичности наладки и уровня надежности их работы;

13) гидротурбинного оборудования по вопросам эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций, и наладки и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин;

14) электротехнического оборудования по вопросам эксплуатации и диагностике реакторов, силовых трансформаторов, автотрансформаторов и их вводов и разъединителей на рабочем напряжении, вакуумных, масляных и элегазовых выключателей и их устройств, и в том числе по соблюдению требований расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;

15) компрессорных, аккумуляторных, электролизных установок, по вопросам соблюдения эксплуатационных требований, надежность их работы с учетом требований мер безопасности к этим установкам;

16) линий электропередач, по вопросам соблюдения эксплуатации, ремонта и испытания воздушных и кабельных линий.";

пункт 35 изложить в следующей редакции:

"35. Анализируется соответствие внутренней нормативно-технической документации по топливоиспользованию электростанции действующим в отрасли электроэнергетики методическим и руководящим указаниям по ее разработке, согласованию и утверждению, состоянию, составу и режимам работы оборудования:

1) оценивается состояние и организация работ по расчету, анализу показателей топливоиспользования, выявлению перерасходов топливно-энергетических ресурсов и своевременному их устранению, внедрение средств автоматизации расчетов, компьютерных программ, устройств обработки диаграмм регистрирующих приборов, автоматизации коммерческого учета отпуска энергии, расхода газа, затрат электроэнергии на собственные нужды;

2) рассчитываются выборочные, фактические, номинальные технико-экономические показатели резервов экономии топлива на электростанции за отдельные месяцы, выявляются искажения отчетных данных;

3) анализируется порядок определения количества и качества поступающего топлива при оперативном учете, проверка наличия необходимых поверенных средств измерения для приемки топлива по количеству и качеству.";

пункт 42 изложить в следующей редакции:

"42. Проводится анализ состояния котельного оборудования в соответствии со СН РК 4.02-05 "Котельные установки":

1) с проверкой наличия режимных карт, их своевременного обновления и соответствия нормативным характеристикам. Провести контроль ведения режимов в соответствии с режимными картами по каждому котлу;

2) проведения режимно-наладочные испытания (не реже одного раза в течении трех лет);

3) по контролю присосов воздуха в топочную камеру и газоходы;

4) по использованию кислородомеров для контроля за режимом горения топлива и расчета коэффициента избытка воздуха в топках котлов;

5) оценивается работоспособность систем авторегулирования в пусковых режимах котлов и качество работ регуляторов;

6) по проведению регулярных (не реже одного раза в месяц работы котлоагрегатов) анализов состава продуктов сгорания;

7) по организации контроля за параметрами пара и мазута, подаваемыми на котлы (температурой и давлением) для форсунок;

8) по проверке состояния расходомерных устройств и их соответствие руководству изготовителя (топливо, пар, горячая вода);

9) проверки баланса по расходу газа между расходомерами коммерческого учета и расходомерами агрегатного учета газа на котлах;

10) по оценке технического состояния узлов и элементов каждого котла, изоляции и обмуровки оборудования, трубопроводов пара и горячей воды, арматуры (проверка документов по паспортизации изоляции), калориферов для подогрева воздуха, поступающего в воздухоподогреватели паровых котлов, дымососов, дутьевых вентиляторов, пароперегревателя (количество отглушенных пакетов, наличие шлака, технические показатели), экономайзера (технические показатели, целостность), воздухоподогревателя (чистота трубок, технико-экономические показатели работы), топки (состояние холодной воронки и примыканий пылеугольных шахт, наличие открытых лючков-глядделок и люков, зашлакованность, режим горения факела), схем обдувки поверхностей нагрева, организации забора воздуха на котлы (горелки, форсунки, дутье);

11) по проведению анализа загрузки котлов по сторонам топки, пароперегревателя в соответствии с режимными картами;

12) по осуществлению контроля работоспособности автоматики на каждом котле (горения, впрыска, продувки), оценку расходов пара на впрыск и продувку, сопоставление их с нормативными значениями;

13) по выявлению причин неплановых пусков котлов, сопоставление фактических затрат топлива, тепла и электроэнергии на пуски с их нормативными значениями;

14) с выполнением инструментального обследования котлов в соответствии с подпунктом 2) пункта 7 настоящих Методических указаний, с целью оценки их фактического состояния, сооружений, зданий, схем котельного цеха.";

в Методических указаниях по проведению энергетических обследований электрических сетей, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований электрических сетей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методических указаниях по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

Методические указания по проведению энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более, утвержденные указанным приказом, изложить в новой редакции согласно приложению 5 к настоящему Перечню;

в Методических указаниях по проведению энергетических обследований электроустановок потребителей, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по проведению обследований электроустановок потребителей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

приложение 1 изложить в новой редакции согласно приложению 6 к настоящему Перечню;

в Методических указаниях по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 киловольт, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 киловольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

приложение 1 изложить в новой редакции согласно приложению 7 к настоящему Перечню;

в Методических указаниях по организации работы по технике безопасности на электростанциях, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Методические указания по организации работы по технике безопасности на электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в

соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 26 изложить в следующей редакции:

"26. Главному механику, главному энергетнику предприятия рекомендуется:

1) разрабатывать и вносить на утверждение руководства и профкома предприятия инструкции для всех профессий рабочих и должностей служащих вверенного цеха (службы, отдела), обеспечивать этими инструкциями рабочих и служащих и требует от них строгого их соблюдения. Организовывать пересмотр или уточнение указанных инструкций;

2) обеспечивать своевременное и безопасное проведение профилактических осмотров, испытаний, планово-предупредительных ремонтов транспортных средств и оборудования, находящихся в его ведении, выполнение правил безопасности, норм и инструкций при эксплуатации и ремонте электрических и других энергетических установок, отдельных видов оборудования в соответствии с Правилами техники безопасности;

3) организовывать обучение и проверку знаний Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – Правила технической эксплуатации), Правил техники безопасности, Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 123 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10799) (далее – Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий), у персонала, связанного с эксплуатацией электрических установок и оборудования в сроки, установленные Правилами работы с персоналом и Правилами проведения квалификационных проверок знаний правил технической эксплуатации и правил безопасности у руководителей, специалистов организаций, осуществляющих производство, передачу электрической и тепловой энергии, для контроля технического состояния и безопасности эксплуатации электроустановок, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 марта 2015 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11026);

4) контролировать на рабочих местах при эксплуатации и ремонте оборудования наличие и качество инструкций, определяющих безопасность труда;

5) разрабатывать мероприятия по созданию безопасности труда при эксплуатации оборудования электрических и других энергетических установок согласно Правилам техники безопасности;

6) организовать систематический контроль за соблюдением установленных правил безопасности при эксплуатации оборудования электрических и других энергетических установок;

7) один раз в неделю лично проверять соблюдение Правил техники безопасности не менее чем в одном подчиненном ему цехе, участке, подразделении;

8) при выявлении нарушений, создающих опасность возникновения аварий или угрозу жизни и здоровью работающих, немедленно принимать меры по устранению этих нарушений, вплоть до остановки энергетической установки или отдельного оборудования;

9) не допускать к работе лиц, не обученных правилам и приемам безопасного ведения работ или допускающих грубые нарушения установленного внутреннего распорядка и Правил техники безопасности;

10) ежемесячно организовывать и возглавлять работу комиссий по проверке условий и безопасности труда не менее чем в одном подчиненном ему цехе, участке, подразделении. Участвовать в работе комиссий, возглавляемых руководителем и техническим руководителем предприятия;

11) обеспечивать выполнение работ, предусмотренных плана улучшения условий по технике безопасности, приказами и распоряжениями по предприятию, а также номенклатурных мероприятий и предписаний по улучшению техники безопасности в цехах, в других подразделениях;

12) обеспечивать освещенность помещений, рабочих мест, эстакад, открытых парков и складов, территории предприятия в соответствии с нормами освещенности, согласно СН РК 2.04-01 "Естественное и искусственное освещение";

13) обеспечивать составление, своевременное и правильное ведение технических паспортов на оборудование;

14) организовывать надзор за правильным монтажом и эксплуатацией оборудования в соответствии с требованиями паспортов изготовителей оборудования, инструкций, технологических карт, правил и норм техники безопасности, принимать меры по устранению выявленных отступлений;

15) ежеквартально рассматривать с руководящими инженерно-техническими работниками, обслуживающими оборудование цехов и участков, состояние травматизма, анализ нарушений правил производства работ и меры по их ликвидации;

16) обеспечивать выполнение мероприятий, указанных предписаниями и актами проверки состояния техники безопасности, несчастных случаев, в подчиненных ему подразделениях, анализирует причины несчастных случаев, определяет меры по исключению их повторения и информирует об этом руководителей соответствующих цехов;

17) участвовать в работе комиссии по проверке знаний инженерно-техническими работниками подчиненных подразделений по требованиям охраны и безопасности труда при выполнении работ;

18) проводить с руководителями цехов и соответствующих подразделений детальный разбор каждого нарушения эксплуатации оборудования электрических и других энергетических установок, которое могло стать причиной тяжелых несчастных случаев;

19) в процессе монтажа и эксплуатации транспортных средств, механизмов и оборудования выявлять их конструктивные, с точки зрения безопасной эксплуатации, недостатки и направлять рекламации изготовителям оборудования и отделу главного механика и энергетика вышестоящей организации, которой подчинено предприятие;

20) приостанавливать эксплуатацию транспортных средств и оборудования в случаях неудовлетворительного их технического состояния и наличия угрозы возникновения несчастного случая до приведения их в безопасное состояние, уведомлять об этом технического руководителя предприятия;

21) отстранять от работы лиц, не обученных Правилам технической эксплуатации, Правилам техники безопасности, Правилам техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий и приемам безопасного ведения работ или осуществляющих грубые нарушения указанных правил и приемов работы;

22) обеспечивать ремонт, испытание съемных, грузозахватных приспособлений, средств малой механизации;

23) обеспечивать безопасное состояние эксплуатируемых зданий и сооружений;

24) обеспечивать безопасность производственных процессов;

25) участвовать в комиссии по расследованию несчастных случаев на предприятии;

26) проводить внезапные проверки рабочих мест;

27) обеспечивать работающих средствами индивидуальной защиты и защитными приспособлениями (штангами, указателями, диэлектрическими перчатками, сигнализаторами, переносными заземлениями).";

пункт 32 изложить в следующей редакции:

"32. Начальнику (старший прораб) производственного подразделения (цеха, службы, районных электрических сетей, районных тепловых сетей, строительного и монтажного участков) рекомендуется:

1) разрабатывать и представлять на утверждение руководства и профсоюзного комитета инструкции по технике безопасности для всех профессий и должностей рабочих и инженерно-технических работников, вверенного цеха, обеспечивать этими

инструкциями рабочих и инженерно-технических работников, требовать их строгого соблюдения. Осуществлять своевременный пересмотр, уточнение и замену указанных инструкций;

2) обеспечивать упорядоченные и безопасные условия труда при ведении технологических процессов и выполнении производственных операций, во время эксплуатации и технического обслуживания оборудования, приборов, арматуры, коммуникаций, зданий и сооружений;

3) ежедневно знакомиться с записями в оперативном журнале цеха, а также в журнале дефектов оборудования о состоянии техники безопасности, визировать их, обеспечивать устранение недостатков. Требовать от начальников участков цеха, прорабов доклада в начале рабочего дня о состоянии технологического процесса, оборудования и средств защиты, об имевших место нарушениях норм безопасности труда;

4) своевременно организовывать изучение рабочими и инженерно-техническими работниками новых и пересмотренных инструкций и документации по технике безопасности, осуществляет контроль за исполнением;

5) обеспечивать участки цеха и рабочие места оперативными и другими журналами, инструкциями, технологическими картами, схемами и документацией, плакатами, предупредительными надписями, знаками и стендами по технике безопасности. Контролировать их сохранность и содержание;

6) следить за соблюдением трудовой и производственной дисциплины, безусловным выполнением инструкций, технологических карт (проведения плановых ремонтов) и Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей ведении технологического процесса и производстве различных работ. Рекомендуются пресекать все случаи нарушения дисциплины, правил, указанных в настоящих методических указаниях, инструкций и технологических карт;

7) не реже 1 раза в неделю осуществлять проверку состояния рабочих мест, инструмента, приборов, сигнализации и блокировок, ограждений, вентиляционных систем, помещений и сооружений, а также безопасность их эксплуатации. Принимать меры по устранению обнаруженных недостатков;

8) организовывать обеспечение работающих спецодеждой, спецобувью, защитными средствами, предохранительными приспособлениями, согласно Нормам выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности, утвержденным приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 8 декабря 2015 года № 943 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 12627);

9) обеспечивать поддержание в постоянном работоспособном состоянии систем и устройств для извещения, сигнализации, а также защиты от аварий, взрывов, пожаров и травматизма;

10) не реже 1 раза в месяц совместно с председателем цеховой комиссии (старшим общественным инспектором) по технике безопасности, других работников цеха в порядке осуществления II ступени контроля производить детальную проверку состояния условий и безопасности труда на каждом участке цеха. Оценивать работу I ступени контроля. Принимать меры по устранению недостатков, выявленных при проверке;

11) обеспечивать включение в ведомости дефектов и выполнение в процессе ремонта мероприятий, рекомендуемых для устранения выявленных опасностей или направленных на создание безопасных условий труда работающих;

12) принимать меры по исключению загазованности и запыленности, снижению уровней шума и вибрации в соответствии с ГОСТ 12.1.003 "Шум. Общие требования безопасности", обеспечению правильной эксплуатации вентиляционных и отопительных установок, нормальных микроклиматических условий и требуемой освещенности в производственных помещениях и на рабочих местах согласно СН РК 2.04-01 "Естественное и искусственное освещение";

13) приостанавливать работу агрегатов, отдельного оборудования, если создается угроза жизни и здоровью работающих;

14) контролировать правильную выдачу нарядов-допусков, распоряжений и специальных разрешений на производство работ, требующих их оформления в соответствии с Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей;

15) обеспечивать выполнение в установленные сроки предписаний, предложений и мероприятий по улучшению условий и обеспечению безопасности труда, предусмотренных актами, планами, приказами и распоряжениями или записанных в актах проверки состояния техники безопасности;

16) обеспечивать своевременное и качественное проведение всех видов обучения и инструктажа рабочих и инженерно-технических работников цеха, а также проверку знаний ими Правил техники безопасности. Принимать участие в комиссии по проверке знаний рабочих, проводит первичный инструктаж вновь принятых и переведенных работников с записью в журнале инструктажей. Издаёт распоряжения о допуске рабочих к самостоятельной работе (после проверки знаний и дублирования на рабочем месте);

17) незамедлительно сообщать руководителю предприятия и отделу техники безопасности о каждом несчастном случае. Участвовать в комиссии по расследованию

несчастного случая в сроки и порядке, установленными Правилами проведения расследования. Составлять акты о несчастных случаях, разрабатывать мероприятия и направлять их для утверждения руководителю предприятия;

18) ежемесячно проводить совещание с инженерно-техническими работниками, бригадирами и общественными инспекторами по технике безопасности, на котором рассматривать выполнение запланированных цехом мероприятий по технике безопасности, разбирать имевшие место случаи нарушения Правил техники безопасности и их последствия, меры по повышению дисциплины и обеспечению безопасности труда. Доводить до сведения приказы, распоряжения и другие материалы по технике безопасности. Решение совещания оформляется протоколом (распоряжением);

19) по завершению каждого полугодия проводить общее собрание всех работников цеха, на котором обсуждается соблюдение работниками цеха инструкций и Правила техники безопасности при выполнении работ, а также выполнение мероприятий, обеспечивающих безопасность труда работающих. Решение собрания оформлять протоколом;

20) совместно с профсоюзной организацией цеха анализировать работу общественных инспекторов и намечать мероприятия, направленные на активизацию их работы;

21) организовывать своевременное прохождение работниками цеха периодических медицинских осмотров;

22) налагать в пределах предоставленных прав взыскания, представлять материалы директору предприятия для принятия дисциплинарных мер к нарушителям инструкций и Правил техники безопасности при выполнении работ;

23) представлять материалы руководству предприятия на поощрение работников цеха за образцовое поведение и активное содействие в соблюдении Правил техники безопасности работниками цеха.:";

в приложении к указанной Методике:

пункт 6 изложить в следующей редакции:

"6. Осуществляет контроль за:

1) проведением в подразделениях предприятия мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда;

2) выполнением в подразделениях предприятия Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907);

3) организацией и проведением предрейсовых медицинских осмотров водительского состава автомобильного хозяйства предприятия и выпуском на линию исправных автотранспортных средств;

4) соблюдением графиков замеров уровней шума, вибраций запыленности, загазованности, освещенности, температуры, влажности и других неблагоприятных производственных факторов;

5) своевременным проведением соответствующими службами испытаний и технических освидетельствований паровых и водогрейных котлов, сосудов и аппаратов, работающих под давлением, грузоподъемных машин и механизмов, контрольных, приборов и оборудования, подлежащего периодическому испытанию и освидетельствованию;

6) эффективностью работы аспирационных и вентиляционных систем;

7) состоянием предохранительных приспособлений и защитных устройств;

8) своевременным и качественным проведением инструктажа на рабочих местах и периодическим медицинским осмотром работающих;

9) организацией обучения, проверки знаний, работающих по технике безопасности;

10) соблюдением процедур расследования и учета несчастных случаев на производстве в соответствии с СН РК 2.04-01 "Естественное и искусственное освещение";

11) организацией хранения, выдачи, стирки, химической чистки, сушки, обеспыливания, обезвреживания и ремонта спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;

12) правильным расходованием в подразделениях предприятия средств, выделенных на выполнение мероприятий по технике безопасности.";

в Методике расчета норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методике расчета норм расхода материалов на текущий ремонт основного энергетического оборудования электростанций, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов на текущий ремонт основного энергетического оборудования электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методике расчета норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание подстанций напряжением до 220 киловольт, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание подстанций напряжением до 220 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методике расчета норм аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,4 киловольт, утвержденных указанным приказом :

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,4 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методике расчета норм материально-технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6-20/0,4 киловольт и распределительных пунктов 6-20 киловольт, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм материально-технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6-20/0,4 киловольт и распределительных пунктов 6-20 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

в Методике расчета расхода жидкого топлива на тепловых электростанциях и котельных, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчета норм расхода жидкого топлива на тепловых электростанциях и котельных (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".";

пункт 9 изложить в следующей редакции:

"9. Количество тепловой энергии, необходимой для отопления зданий на планируемый период с учетом собственных нужд (отопительный период в целом, квартал, месяц, сутки), определяется по формуле:

$$Q_{\text{общ}} = \frac{Q_0 \text{ max} * 24 \text{ часа} * (t_j - t_{\text{от}}) * n}{(t_j - t_{\text{от}}) * M_{\text{н.т.}}} + Q_{\text{сн}}$$

$Q_0 \text{ max}$ – расчетное значение часовой тепловой нагрузки отопления, Гкал/час, принимается по проекту зданий, подключенных к энергопроизводящей организации; при отсутствии проектных данных - по укрупненным показателям с учетом удельной отопительной характеристики;

t_j – усредненное расчетное значение температуры воздуха внутри отапливаемых зданий, принимаемое в соответствии с СН РК 2.04-21 "Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий" (далее – СН РК 2.04-21), °С;

$Q_{СН}$ – расчетное значение общего расхода тепловой энергии на собственные нужды, Гкал;

t_0 – расчетное значение максимально низкой температуры наружного воздуха за отопительный период для проектирования отопления в конкретной местности, принимаемое в соответствии с СН РК 2.04-21, °С;

t_{OT} – среднее значение температуры наружного воздуха за планируемый отопительный период, принимаемое в соответствии с СН РК 2.04-21, °С;

n – продолжительность функционирования систем отопления в планируемый период, принимаемая в соответствии с СН РК 2.04-21, (сутки);

МН.Т. – нормативные технические потери в тепловых сетях.";

пункт 22 изложить в следующей редакции:

"22. Потери тепловой энергии баками различного назначения (декарбонизаторы, баки-аккумуляторы и пр.), Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{\text{бак}} = \sum_{j=1}^G q_{6j} \times F_{6j} \times K_t \times n_j \times r_{6j} \times 10^{-6}$$

q_{6j} – норма плотности теплового потока через поверхность бака, ккал/м²ч; принимается по СП РК 4.02-102 "Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов" для баков;

F_{6j} – поверхность бака, м²;

K_t – температурный коэффициент, определяемый по соотношению $(t_g - t_n \text{ ср})$: $(t_g - 5)$); n_j – количество баков;

G – количество групп однотипных баков;

r_{6j} – продолжительность работы баков в расчетном периоде, ч.";

4. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 13 сентября 2017 года № 309 "Об утверждении Правил субсидирования энергопроизводящих организаций на приобретение топлива для бесперебойного проведения отопительного сезона" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15903) следующие изменения:

в Правилах субсидирования энергопроизводящих организаций на приобретение топлива для бесперебойного проведения отопительного сезона, утвержденных указанным приказом:

преамбулу изложить в следующей редакции:

"В соответствии с подпунктом 70-30) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Правила субсидирования энергопроизводящих организаций на приобретение топлива для бесперебойного проведения отопительного сезона (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 70-30) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" и определяют порядок субсидирования энергопроизводящих организаций на приобретение топлива для бесперебойного проведения отопительного сезона.";

пункт 4 изложить в следующей редакции:

"4. Энергопроизводящие организации осуществляют закупки топлива в порядке, установленном Законами Республики Казахстан "О естественных монополиях" и "О государственных закупках".";

приложение к указанным Правилам изложить в новой редакции согласно приложению 8 к настоящему Перечню.

Приложение 1
к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся
изменения и дополнения
Приложение 4
к Правилам функционирования
автоматизированной системы
коммерческого учета
электрической энергии
для субъектов оптового рынка
электрической энергии
Форма

(наименование юридического лица)

Акт замены средств измерений, входящих в состав комплекса учета электроэнергии, при выходе их из строя "___" _____ 202_ года.

Мы нижеподписавшиеся

(Фамилии и инициалы членов комиссии)

подтверждаем, что средство измерений:

Наименование средства измерения	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер сертификата о поверке	Номер поверительного клейма
		Диапазон измерений	Класс точности	Погрешность		
1	2	3	4	5	6	

применяемых ранее в составе комплекса № _____

Наименование присоединения _____

Дата ввода в эксплуатацию _____

Идентификационный код _____

Заменено на средство измерения:

Наименование средства измерения	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер сертификата о поверке	Номер поверительного клейма
		Диапазон измерений	Класс точности	Погрешность		
1	2	3	4	5	6	

(Должность, подпись, фамилия, инициалы)

(Должность, подпись, фамилия, инициалы)

(Должность, подпись, фамилия, инициалы)

Приложение 2
к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся
изменения и дополнения

Приложение 5
к Правилам функционирования
автоматизированной системы
коммерческого учета
электрической энергии
для субъектов оптового рынка
электрической энергии
Форма

(наименование службы, проводившей освидетельствование комплекса,
№ аттестата аккредитации, дата аккредитации)

Свидетельство № ___ о соответствии комплекса учета электроэнергии

Дата освидетельствования " __ " _____ 202_ года

Действительно до " __ " _____ 202_ года

Наименование юридического лица _____

Наименование энергообъекта _____

Наименование присоединения _____

Идентификационный код _____

Дата ввода в эксплуатацию _____

1. Результаты освидетельствования:

1) состав комплекса:

Таблица 1

Наименование средства измерения и переходных клемм	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер сертификата о поверке	Номер поверительного клейма
		Диапазон измерений	Класс точности	Погрешность		
1	2	3	4	5	6	7

2) метрологические характеристики комплекса

Таблица 2

Тип измерительного комплекса	Допускаемое значение погрешности комплекса по Электросетевым правилам, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899)	Расчетное значение погрешности комплекса (по паспорту-протоколу)	Значение погрешности измерений по Методике выполнения измерений	Наименование и обозначение Методики выполнения измерений
1	2	3	4	5

Настоящее свидетельство удостоверяет, что комплекс учета электрической энергии допускается к применению при учете электроэнергии.

Руководитель _____

(подпись) (инициалы, фамилия)

Приложение 3
к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики

Республики Казахстан,
в которые вносятся
изменения и дополнения
Приложение 9
к Методическим указаниям
по обследованию баков
аккумуляторов горячей воды
Форма

Наименование организации, выполнившей обследование

Утверждаю

Дата _____

должность, подпись, фамилия,
имя, отчество (при его наличии)
лица, утвердившего заключение

Заключение (отчет) по обследованию бака-аккумулятора № _____

наименование объекта

Руководитель _____

(наименование подразделения)

фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

Руководитель работы

фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

Ответственный исполнитель

фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

Исполнители

фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

год

**Заключение по результатам обследования и комплексной дефектоскопии
бака-аккумулятора горячего водоснабжения**

Организация _____

Бак-аккумулятор № _____

1. Техническое обследование и комплексная дефектоскопия бака-аккумулятора
_____ на основе следующих документов:

- 1) проекта бака-аккумулятора;
- 2) постановление Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2008 года № 1353 "Об утверждении Технического регламента Республики Казахстан "Требования к безопасности металлических конструкций";
- 3) СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции";
- 4) приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247

14) перечень несогласованных отступлений от проекта в процессе изготовления, монтажа и ремонта бака

15) сведения о проведенных обследованиях, даты, наименование организации, краткое описание выявленных дефектов и их ликвидации

16) результаты гидравлических испытаний бака после монтажа и ремонта

3. Данные осмотра:

1) состояние основного металла, стенки, днища, кровли и несущих элементов кровли (с установлением коррозионных повреждений, царапин, задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, металлических включений, закатов), их классификация, объем, места расположения

2) наличие общих и местных деформаций, вмятин, выпучин, хлопунгов, их размеры и места расположения

3) состояние сварных соединений конструкции бака, соответствие с требованиям проекта: _____

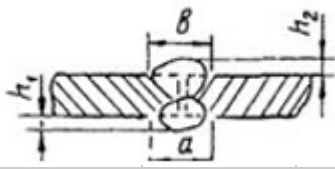
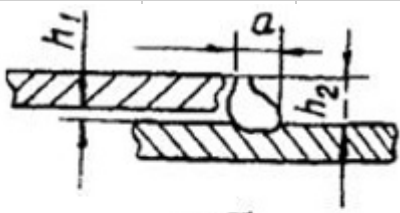
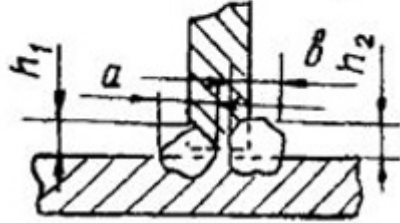
вертикальных _____

горизонтальных _____

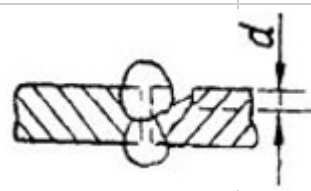
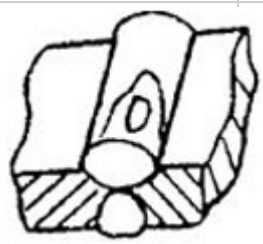
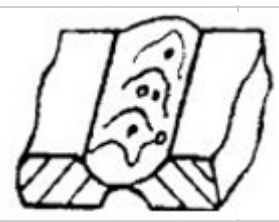
участков сопряжения стенки с днищем (по периметру) _____

4) качество сварных соединений

Геометрические размеры сварных швов, участки их расположения

№ п/п	Эскиз	Размеры, мм				Длина, мм	Участки расположения
		a	b	h1	h2		
1	2	3	4	5	6	7	8
							
	 						

Недостатки сварных швов, виды недостатков, участки их расположения

Вид недостатка	Эскиз	Наименование участка	d, мм	Длина участка, мм
1	2	3	4	5
Подрезы				
Незаплавленные края сварки				
Поверхностные поры				

Днище	м2																			
	м2																			

3) наличие участков уменьшенной толщины конструкции бака из-за недостатков изготовления и монтажа, их площадь

4) наличие участков уменьшенной толщины конструкции бака из-за коррозионного износа, их площадь

5) характер и вид коррозии _____

5. Анतिकоррозионная защита:

1) материал, предусмотренный проектом _____

2) фактически использованный материал _____

3) срок службы _____

4) перечень подготовительных работ при нанесении _____

5) недостатки, отмеченные при нанесении, нарушения технологии производства работ

6) отступления от правил и требований эксплуатации _____

7) отступления от требований проекта _____

8) состояние антикоррозионной защиты перечень участков ее разрушения и неудовлетворительного состояния

9) причины разрушения по мнению эксплуатационного персонала и объективные по результатам обследования

6. Наружные конструкции защиты:

1) автор проекта;

2) номер проекта, год выпуска;

3) монтажная организация;

- 4) дата установки;
- 5) перечень отступлений от проекта;
- 6) данные о металле (по сертификатам);
химический состав и механические свойства металла по сертификату

Марка примененного металла и ее соответствие проекту

- 7) состояние металла элементов;
 - 8) соответствие сечения кольцевых элементов проекту наличие согласования отступлений от проекта с проектной организацией;
 - 9) состояние узлов сопряжения кольцевых элементов с люками и трубопроводами заполнения и опорожнения;
 - 10) состояние сварных соединений;
 - 11) характерные дефекты сварных соединений, места их расположения.
7. Геометрическая форма стен и нивелирование днища:
- 1) методы определения, тип и характеристика примененных приборов;
 - 2) отклонения образующей от вертикального положения, перечень участков измерений;
 - 3) значение неравномерной осадки, метод определения, тип и характеристика примененных приборов.
8. Проверка состояния основания:
- 1) наличие пустот между днищем бака и основанием;
 - 2) погружение нижней части бака в грунт и скопление воды по контуру бака;
 - 3) наличие растительности на отмостке;
 - 4) трещины и выбоины в отмостке;
 - 5) состояние и уклон отмостки;
 - 6) перечень эффективности мероприятий, препятствующих растеканию воды при образовании протечек.
9. Контроль сварных соединений неразрушающим методом:
- 1) способ контроля;
 - 2) приборы, применяемые при контроле;
 - 3) описание работ, проводившихся при контроле;
 - 4) результаты контроля.
10. Контроль качества металла (выполняется при отсутствии сертификатов):
- 1) способ определения механических свойств металла и сварных соединений;
 - 2) приборы, применяемые для определения механических свойств;
- места отбора проб для определения механических свойств;
- результаты испытания металла на растяжке;
- результаты испытания металла на ударную вязкость;

результаты испытания металла на ударный изгиб;
результаты измерения твердости металла;
сопоставление результатов испытания механических свойств металла с нормативными характеристиками;
3) приборы, применяемые для металлографического исследования металла;
места отбора проб для металлографического исследования металла;
результаты определения металлографического исследования металла и их сопоставление с нормативными данными;
4) приборы, применяемые для определения химического состава металла;
места отбора проб (стружки) для определения химического состава металла;
определение марки стали по результатам химического анализа;
5) методы, применяемые при неразрушающем контроле качества металла;
приборы, использованные при неразрушающем контроле качества металла;
результаты неразрушающего контроля качества металла и их сопоставление с нормативными.

11. Расчеты (при необходимости).

Выводы и рекомендации

1. Анализ результатов осмотра и диагностики бака, проверочных расчетов с учетом сопротивления конструкций на прочность, в том числе хрупкость стали (если в этом есть необходимость), сравнение их с нормативными требованиями.
2. Заключение о техническом состоянии бака, эксплуатации, его пригодности или непригодности к дальнейшему ремонту.
3. Рекомендации по способу исправления выявленных недостатков (если таковые имеются).

К заключению (отчету) по проверке аккумуляторного бака прилагаются: виды дефектов, их площадь и места расположения, подробная карта дефектов стен, днища и покрытия, протоколы анализа и испытаний металлов (если они выполнены), на которых устанавливаются фактические толщины металла в местах неразрушающего контроля и измерений сварных соединений.

Приложение 4
к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся
изменения и дополнения

Приложение 3
к Методическим указаниям
по эксплуатации воздушных линий
электропередачи напряжением
220-500-1150 килвольт

Технические требования, допуски и нормы отбраковки воздушных линий

Таблица 1. Ширина полосы земли, отводимой во временное краткосрочное пользование на период строительства и капитального ремонта воздушных линии (далее – ВЛ) 220 -1150 кВ

Опоры ВЛ	Ширина полосы земли, м, не более, при напряжении ВЛ, кВ			
	220	500	750	1150
Железобетонные	12	28 (28)	-	-
Металлические (стальные)	15 (17)	30 (33)	46	48

Примечания:
 1) ширина полос земель, приведенная в таблице 1, предназначена для сооружаемых и капитально ремонтируемых ВЛ на унифицированных и типовых опорах;
 2) в скобках указана ширина полосы земли, отводимой для двухцепных опор и опор с оттяжками.

***СП РК 4.04-114 "Отвод земель для электрических сетей напряжением 0.4-1150 кВ"**

Таблица 2. Площади земельных участков, отводимые во временное краткосрочное пользование под опоры ВЛ на период монтажа опор и капитального ремонта ВЛ согласно документа, указанного в подпункте 4) пункта 7 настоящих Методических указаний.

Опоры воздушных линий электропередачи	Площади земельных участков в м ² , отводимые для монтажа опор при напряжении линий, кВ		
	220	500	1150
Железобетонные – одностоечные, свободно стоящие	150 (300)	300 (1300)	-
Стальные – одностоечные, свободно стоящие	550	650	1200
Портальные железобетонные	300 (300)	600 (2500)	-
Стальные на оттяжках	3500	1300	4600

Примечания:

1) площади земельных участков, приведенные в таблице, относятся к линиям электропередачи, сооружаемым на унифицированных (нормальных) и типовых опорах. При применении опор габарита напряжения 150 кВ на линиях 220 кВ показатели таблицы умножаются на коэффициент 1,2;

2) для железобетонных опор линий 220-500 кВ площади земельных участков даны для установки опоры в пробуриваемые котлованы цилиндрической формы, в скобках – для установки опор в отрываемые котлованы;

3) площади земельных участков для монтажа стальных свободно стоящих анкерно-угловых опор линий электропередачи напряжением 500 кВ не более 1500 м², а для 1150 кВ - 5600 м².

Таблица 3. Допуски на установку сборных фундаментов и свай*

Допуски

Наименование	Свободностоящие опоры	Опоры с оттяжками
Расхождение уровней дна котлованов, мм	10	10
Расстояние между осями подножников в плане, мм	+20	+50
Разность вертикальных отметок верха подножников, мм	20**	20
Угол наклона продольной оси стойки подножника, град.	0,5	+1,5
Угол наклона оси U -образного анкерного болта, град	-	+2,5
Смещение центра подножника в плане, мм	-	50

Примечания:

* СН РК 4.04-07 "Электротехнические устройства" и СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

** указанная разность отметок компенсируется при монтаже опоры с помощью стальных прокладок.

Таблица 4. Допустимые отклонения опор*

Наименование	Предельное значение отклонения опор	
	металлических	железобетонных
1. Отклонение опоры от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ (отношение значения отклонения верхнего конца стойки опоры к ее высоте)	1:200	1:100 (без порталных опор) 1:150 (для одностоечных опор)
для одностоечных железобетонных опор при длине пролета, м:		
до 200 включительно	-	100 мм
Свыше 200	100 мм	-
2. Отклонение опоры поперек оси ВЛ (выход из створа):	-	200 мм
для одностоечных металлических опор при длине пролета, м:		
свыше 200 до 300 включительно	200 мм	-
свыше 300	300 мм	-
для порталных металлических опор на оттяжках при длине пролета, м:	-	-
до 250 включительно		
свыше 250	300 мм	-
для порталных железобетонных опор	-	200 мм

3. Отклонение опоры вдоль оси ВЛ от проектного пикета	+5 м	+5 м
4. Уклон траверсы (отклонение от горизонтали)	-	1:100 (для одностоечных опор)
Разворот траверсы относительно линии, перпендикулярной оси ВЛ (для угловой опоры относительно ВЛ, перпендикулярной к биссектрисе угла поворота трассы) для одностоечных опор	100 мм	100 мм (горизонтальное смещение траверсы)
Смещение конца траверсы от линии, перпендикулярной к оси траверсы	100 мм	
Разность отметок траверс в местах крепления их к стойкам порталной опоры	-	80 мм
5. Смещение стоек порталной опоры от проектной оси трассы	-	+50 мм
Отклонение от проектного расстояния между стойками порталной опоры	-	+100 мм
Разность отметок между местом сопряжения траверс (стыков) и осями болтов, служащих для крепления траверс к стойке порталной опоры	-	50 мм
Отклонение оси траверсы порталной опоры с тросовыми оттяжками от горизонтальной линии при длине траверсы l, м:		
до 15	1:150 l	-
более 15	1:250 l	-

Примечания:

* СН РК 4.04-07 "Электротехнические устройства" и СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

Таблица 5. Допустимые прогибы элементов металлических опор и металлических деталей железобетонных опор*

Наименование допуска	Предельное значение допуска
1. Прогиб траверсы металлических и железобетонных опор	1:300 длины траверсы
2. Стрела прогиба (кривизна) стойки или подкоса металлической опоры	1:750 длины, но не более 20 мм
3. Прогиб поясных уголков металлических опор в пределах панели и элементов решетки в любой плоскости при длине панели (или раскоса), м: до 1 включительно	Не более 2 мм

свыше 1 до 2 включительно	Не более 3 мм
свыше 2	Не более 5 мм
4. Отклонение от проектной длины стоек и подкосов металлической опоры при длине стойки или подкоса, м: до 10 включительно	+15 мм
свыше 10	+30 мм

Примечания:

** СН РК 4.04-07 "Электротехнические устройства" и СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

Таблица 6. Проектные значения сопротивления заземляющих устройств опор

Наименование заземляющего объекта	Удельное эквивалентное сопротивление земли ρ , Ом · м	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства, Ом
Опоры железобетонные, металлические на	До 100 включительно	10
Которых подвешен грозозащитный трос или установлен	Свыше 100 до 500 включительно	15
устройства грозозащиты	Свыше 500 до 1000 включительно	20
Разрядники и защитные промежутки на подходах ВЛ к подстанциям с вращающимися машинами		5

Приложение 5
к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся
изменения и дополнения
Приложение 34
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года № 2

Методические указания по проведению энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 70-14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике".

2. Методические указания предназначены для организаций, выполняющих энергетические обследования, предприятий энергетики Республики Казахстан,

входящими в их состав районными котельными с установленной мощностью 100 гигакалорий в час (далее - Гкал/час) и более.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) районные котельные – котельные с водогрейными или паровыми котлами низкого давления (1,2 – 2,5 мегапаскаль (далее – Мпа)), предназначенные для централизованного теплоснабжения промышленных и жилищно-бытовых потребителей и покрытия пиковых тепловых нагрузок в теплофикационных системах;

2) предпусковое энергетическое обследование – выявление показателей технического состояния объектов до начала эксплуатации, определение нарушений нормативной и другой документации при строительстве, разработка мер, направленных на устранение выявленных нарушений;

3) энергетическое обследование – действия по определению уровня состояния технических параметров оборудования энергетической системы.

Глава 2. Область применения

4. Настоящие Методические указания рекомендуют состав и объем работ при проведении энергетического обследования районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.

5. Настоящие Методические указания направлены на разработку программ энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.

6. Рабочие программы разрабатываются организациями, проводящими обследования, с учетом особенностей установленного оборудования и технологических схем конкретных районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.

7. В рабочей программе предусматривается инструментальное обеспечение каждого этапа программы, методики измерений и расчетов.

8. Инструментальное обследование оборудования проводится с использованием штатных приборов, прошедших предварительную тарировку с помощью калибраторов, в случае установления недостоверности показания конкретного штатного прибора (организацией, проводящей энергообследование) при энергообследовании используются приборы более высокого класса точности.

9. Рабочие программы согласовываются с руководством котельной.

10. Рабочие программы разрабатываются по форме таблицы 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

11. При разработке рабочих программ и проведении энергетических обследований (за исключением первичного) используются:

1) результаты проведенных ранее в котельной режимно-наладочных и балансовых испытаний основного и вспомогательного оборудования;

2) данные ежемесячной отраслевой технической отчетности о тепловой экономичности оборудования за последний календарный год, предшествующий обследованию;

3) действующая в отрасли система нормирования и анализа показателей использования топлива, ее методическое и информационное обеспечение.

Глава 3. Методика определения показателей энергетической эффективности при энергообследованиях районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/час и более

12. Предпусковое обследование проводится в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – ПТБ электрических станций и сетей), при котором разрабатываются энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы от нагрузок, при этом:

1) соблюдаются требования по тепловой нагрузке котлов, структуре сжигаемого топлива и его качественным характеристикам, температуре питательной воды на входе в экономайзер, температуре холодного воздуха и воздуха перед воздухоподогревателем ;

2) производится оценка экологичности работы котлоагрегата, сопоставляются результаты гарантийных испытаний и паспортных данных изготовителей оборудования по показателям выбросов вредных веществ (окислы азота, серы, пыль), представляется методика для расчета выбросов вредных веществ, определяются показатели по выбросам золы, оксидов азота, окислов серы, производится анализ вредных выбросов.

13. Первичное, периодическое (повторное), внеочередное обследование рекомендуется проводить в соответствии с ПТБ электрических станций и сетей:

1) оценка полноты использования топлива и энергии при проведении первичного, периодического (повторного), внеочередного обследования, производится по показателям удельных потерь энергоэффективности при отпуске тепла

$\Delta b_{\text{тз}}^{\text{пот}}$

килограмм на гигакалорий (далее - кг/Гкал);

$$\Delta b_{\text{тз}}^{\text{пот}} = \frac{(\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{тз}} + \Delta B_{\text{рек}}^{\text{тз}} + \Delta B_{\text{учет}}^{\text{тз}}) 10^3}{Q_{\text{отп}}}$$

$\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{тз}}$, $\Delta B_{\text{рек}}^{\text{тз}}$, $\Delta B_{\text{учет}}^{\text{тз}}$

– величины возможного снижения расхода условного топлива в годовом разрезе, тонн, за счет повышения уровня эксплуатации и ремонта оборудования, реконструкции и модернизации элементов технологического цикла, совершенствования технического учета и отчетности, энергетического анализа, усиления претензионной работы с поставщиками топлива;

$Q_{отп}$ – отпуск электроэнергии и отпуск тепла, Гкал;

$\Delta b_{тз}^{пот}$

– топливный эквивалент потенциала энергосбережения в пересчете на условное топливо, тонн, выявленный при энергетическом обследовании, в соответствии с формулой:

$$\Delta B_{эн.сб}^{пот} = \Delta b_{тз}^{пот} Q_{отп} 10^{-3} \quad (2)$$

2) показатель

$\Delta B_{экс+рем}^{тз}$

рассчитывается на основе отчетных данных за последние три календарных года;

3) значение

$\Delta B_{экс+рем}^{тз}$

в пересчете на условное топливо, определяет превышение фактических удельных расходов топлива на отпускаемую

$b_{тз}^{от}$

тепловую (кг/Гкал) энергию над номинальным значениям

$b_{тз(ном)}^{отп}$

(кг/Гкал):

$$\Delta B_{экс+рем}^{тз} = (b_{тз}^{отп} - b_{тз(ном)}^{отп}) Q_{отп} 10^{-3} ;$$

4) номинальные удельные расходы топлива отражают минимальный уровень затрат энергоресурсов для конкретной котельной на отпуск тепловой энергии потребителям, при отсутствии упущений в эксплуатационном обслуживании, ремонте оборудования и при фактических за отчетный период в составе работающих котлов, значениях внешних факторов, не зависящих от деятельности эксплуатационного и ремонтного персонала (структура и качество сожженного топлива, температура воды в источнике водоснабжения и наружного воздуха);

5) номинальные удельные расходы топлива определяются по энергетическим характеристикам оборудования согласно технической документации изготовителя оборудования;

6) энергетические характеристики оборудования являются комплексом зависимостей исходно-номинальных значений показателей работы оборудования при

различных нагрузках и включают в себя систему поправок к отдельным показателям на изменение внешних факторов, отклонение фактических значений параметров и показателей от номинальных значений;

7) при разработке нормативно технических документов по топливу использованию (далее – НТД ТИ) определяется среднегодовое значение резерва тепловой экономичности по отпуску тепла и разрабатываются адресные мероприятия по их реализации в полном объеме в течение срока действия документации;

8) составляющие тепловых потерь рассчитываются на основе оценки влияния на полноту использования топлива, отклонений фактических показателей агрегатов от показателей энергетических характеристик коэффициента полезного действия брутто котельной установки, коэффициента избытка воздуха (содержания кислорода) в режимном сечении, присосов воздуха в топочную камеру, конвективную шахту, газоходы котлов, температуры уходящих газов за дымососом, содержания горючих веществ в шлаке и уносе, затрат электроэнергии на механизмы собственных нужд питательных насосов котлов, дутьевых вентиляторов, дымососов, систем пылеприготовления, затрат тепла на собственные нужды мазутного хозяйства (слив, хранение, подогрев перед сжиганием), водоподготовительную установку, отопление и вентиляцию производственных зданий и сооружений;

9) эксплуатационные и ремонтные потери представляются в таблице при анализе данных показателей в соответствии с формой таблицы 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям;

10) при отсутствии на котельной утвержденной НТД ТИ допускается использование показателей режимных карт, проектных данных, результатов экспресс – испытаний;

11) значение

$\Delta B_{\text{рек}}$

принимается по проекту реконструкции агрегата.

Глава 4. Определение уровня взаимодействия оборудования технологической схемы выработки тепловой энергии

14. Анализ состава оборудования, условий топливо- и водоснабжения, особенностей тепловой схемы проводится в соответствии с ПТБ электрических станций и сетей:

1) проводится анализ условий топливоснабжения, технического водоснабжения, режимов работы котлов, анализ на проектный вид топлива, на сжигание видов топлива, рассчитано установленное котельное оборудование и оборудование топливоподдачи, виды и сроки реконструкции оборудования, соответствие проектного вида к фактически применяемому топливу, сведения о режимно-наладочных испытаниях на непроектном виде топлива;

2) анализируются результаты и выполнение рекомендованных мероприятий в случае сжигания нескольких видов непроектного топлива, анализируются выполненные мероприятия для совместного сжигания этих топлив (данные испытаний, реконструкции, режимных карт), выясняются причины сжигания непроектных видов топлива и его влияние на экономичность работы котельной, если проектным видом являлось твердое топливо, а фактически сжигается газ или мазут, дается оценка технической возможности перевода котельной на сжигание непроектного вида топлива, применяемой системе циркуляционного водоснабжения, характерным суточным графикам тепловых нагрузок зимнего и летнего периодов;

3) проводится анализ особенностей тепловой схемы в части отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды;

4) проводится анализ схемы питания механизмов электрических собственных нужд;

5) анализируются основные технико-экономические показатели работы оборудования в динамике за последние три года, представляется по форме таблицы 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. На основе данных таблицы 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям делаются выводы об использовании установленной мощности;

6) представляются сведения по оборудованию в соответствии с формой таблиц 3, 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

15. Оценивается состояние технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей использования топлива:

1) проверяется соответствие парка приборов измерения расходов, давлений и температур паспортным данным изготовителей приборов;

2) оцениваются составляющие затрат тепла, относимых на собственные, производственные и хозяйственные нужды, анализируются методы определения их значений;

3) определяются расхождения значений коэффициента полезного действия брутто котлов, рассчитанных по прямому и обратному балансу;

4) проверяется правильность сведений тепловых и электрических балансов по отдельным группам оборудования и котельной в целом;

5) учитываются перетоки тепла и пара между группами оборудования котельной.

6) анализируется соответствие НТД ТИ действующим в отрасли методическим и руководящим указаниям по ее разработке, согласованию и утверждению, состоянию, составу и режимам работы оборудования;

7) оценивается состояние и организация работ по расчету, анализу показателей топливоиспользования, выявлению перерасходов топливно-энергетических ресурсов и своевременному их устранению, устройств обработки диаграмм регистрирующих приборов, автоматизации коммерческого учета отпуска тепла, расхода газа, затрат электроэнергии на собственные нужды;

8) рассчитываются выборочные, фактические, номинальные технико-экономические показатели резервов экономии топлива на котельной за отдельные месяцы, выявить допускаяемые искажения отчетных данных;

9) анализируется порядок определения количества и качества поступающего топлива при оперативном учете, проверяется наличие необходимых поверенных средств измерения для приемки топлива по количеству и качеству;

10) проверяется при сжигании угля способ и скорость проведения взвешивания, способ проведения взвешивания порожних вагонов, учет норм (объемов) естественной убыли при перевозках, учет погрешностей измерений, анализ договора на поставку топлива по способу определения массы топлива (по маршруту, по группе вагонов, по каждому вагону, учитывается ли "сухое топливо") и способу учета фактической влажности по сравнению с условной величиной;

11) анализируется уровень технического обслуживания контрольно-измерительных приборов по учету топлива, поверку весов, проверку наличия подготовленного персонала, методик, руководств;

12) анализируется осуществляемый контроль поставки качества угля по марке, зольности, влажности, сернистости;

13) проверяется фактическое проведение контроля топлива по всем показателям качества, изучение порядка отбора проб из вагона и потока;

14) проверяется методика определения основного показателя угля по зольности;

15) при сжигании мазута определяется количество поступающего мазута (обмер или взвешивание), качество определения плотности мазута, порядок учета предельной относительной погрешности, при измерении объемно-массовым методом, отбор проб мазута для определения в нем балласта (воды, серы), взвешивание порожних, организацию контроля за качественной выгрузкой топлива, учета естественной убыли топлива и ее списание, организацию отбора проб из цистерны для определения качественных характеристик, фиксацию результатов проб химическим цехом и их анализ;

16) при сжигании газообразного топлива определяется соответствие монтажа расходомерных устройств и их эксплуатации руководству изготовителя, проверить выполнений требований в части установки сужающих устройств для измерения расхода газа (установка производится после фильтров очистки газа до регулирующего клапана на вводимом газопроводе каждого газорегуляторного пункта), проверить значения погрешности дифманометров - расходомеров (расхождение не более 1%), наличие порядка организации контроля качества газообразного топлива, утвержденного вышестоящей организацией, анализ порядка списания естественных потерь топлива.

16. Анализируется осуществление в котельной претензионной работы по количеству и качеству поступившего топлива:

1) по учету израсходованного топлива при контроле способа осуществления учета топлива, используемого на хозяйственные нужды, отпускаемого на сторону, проверке списания топлива на опробование оборудования при вводе в эксплуатацию после монтажа и во время проведения средних и капитальных ремонтов, проверки списания примесей и отходов, определения количества и качества различных видов топлива, израсходованного за месяц на технологические нужды, проверки наличия конвейерных весов с погрешностью не выше 1%, уровнемеров в резервуарах мазута с погрешностью не более 0,5 сантиметра (далее – см) (измерение по месту) и 1,5 см (при дистанционном измерении), инвентаризации остатков твердого и жидкого топлива - документальная 1 раз в месяц, инструментальная 1 раз в 3 месяца, в период, когда на складах находится наименьшее количество топлива (контрольная инвентаризация);

2) анализируется порядок списания недостачи топлива (в случае ее выявления) по результатам документальной и инструментальной инвентаризации топлива.

17. Проводится анализ состояния оборудования, эффективности работы элементов технологической схемы:

1) при проведении предпускового обследования вновь вводимого оборудования дается оценка эффективности работы (элементов технологической схемы) осуществляемая по результатам испытаний;

2) при других видах обследований производится сопоставление фактических и номинальных показателей оборудования, рассчитанных по энергетические характеристики, выполняется анализ резервов экономии топлива, результаты которого представляются по форме таблицы 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

18. Проводится анализ состояния оборудования котельного цеха котельной:

1) наличие режимных карт, их своевременного обновления и соответствия нормативным характеристикам, проводится контроль ведения режимов в соответствии с режимными картами по каждому котлу;

2) проводимость режимно-наладочные испытания (1 раз в 3 года);

3) контроль присоса воздуха в топочную камеру и газоходы;

4) использование кислородомеры для контроля за режимом горения топлива и расчета коэффициента избытка воздуха в топках котлов;

5) работоспособность систем авторегулирования в пусковых режимах котлов и качество работ регуляторов;

6) регулярность (1 раз в месяц) анализа состава продуктов сгорания;

7) организация контроля параметров пара и мазута, подаваемого на котлы (температурой и давлением) для форсунок;

8) проверяется состояние расходомерных устройств и их соответствие требованиям руководства изготовителя;

9) проверяется баланс по расходу газа между расходомерами коммерческого учета и расходомерами по агрегатному учету газа на котлах;

10) оценивается техническое состояние изоляции и обмуровки оборудования, трубопроводов пара и горячей воды, арматуры (проверка документов по паспортизации изоляции), калориферов для подогрева воздуха, поступающего в воздухоподогреватели паровых котлов, дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц (анализ характеристик их работы, загрузки в соответствии с характеристиками, проверка использования вторых скоростей для дымососов и вентиляторов), пароперегревателя (количество отглушенных пакетов, наличие шлака, технические показатели), экономайзера (технические показатели, целостность), воздухоподогревателя (чистота трубок, технико-экономические показатели работы), топки (состояние холодной воронки и примыканий пылеугольных шахт, наличие открытых лючков-глядялок и люков, зашлакованность, режим горения факела), схем обдувки поверхностей нагрева, организации забора воздуха на котлы (горелки, форсунки, дутье);

11) проводится анализ загрузки котлов по сторонам топки, пароперегревателя в соответствии с режимными картами;

12) проводится контроль работоспособности автоматики на каждом котле (горения, впрыска, продувки), расходов пара на впрыск и продувку, сопоставление их с нормативными значениями;

13) выявление причин неплановых пусков котлов, сопоставление фактических затрат топлива, тепла и электроэнергии на пуски с нормативными значениями;

14) выполняется инструментальное обследование котлов в соответствии с Правилами проведения периодического обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также энергетического оборудования потребителей с привлечением экспертных организаций и заводов-изготовителей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 255 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10853) (далее – Правила), с целью оценки их фактического состояния, сооружений, зданий, схем котельного цеха. При обследовании обращается внимание на фактические присосы, избытки воздуха в топке при сжигании различных видов топлива, значение количества оксида углерода в уходящих дымовых газах, температуру уходящих газов, температуру питательной воды на входе в барабан, температуру питательной воды на входе в экономайзер, нагрев в нем питательной воды, значение продувки котла, состояние внутренних поверхностей нагрева (объем отложений по результатам анализа контрольных вырезок), выдерживание параметров работы котла по всем потокам;

15) проводится анализ водно-химического режима котлов, проверку загрязненности поверхностей нагрева экономайзера, экранов, воздухоподогревателя, конвективных

труб водогрейных котлов, влияния загрязненности поверхностей на перерасход топлива;

16) проводится анализ очистки котлов от внутренних отложений, обоснованности очисток, расхода топлива и электроэнергии на очистку котлов, соответствие нормативным (сравнение по чистоте очисток и расходам, включая расход на водоподготовку, на нужды очисток, на обезвреживание отмывочных растворов);

17) проводится анализ консервации котлов обоснованности технологии, фактических затрат топлива и электроэнергии на консервацию и расконсервацию, на обезвреживание растворов-консервантов;

18) проводится анализ энергетических потерь на продувку котлов (в пересчете на условное топливо) обоснованности значения непрерывной продувки, частоты и длительности периодических продувок, энергетических потерь непосредственно на продувки, энергетических потерь на подготовку воды, замещающей продувочную воду, учет продувок (по расходомерам и по данным химического контроля);

19) сопоставляются фактические показатели работы котлов и результатов инструментального обследования с нормативными значениями и на основе анализа состояния узлов и элементов котлов определить конкретные причины отклонений показателей от нормативных характеристик температуры уходящих газов за дымососом, коэффициента избытка воздуха в режимном сечении; присосов воздуха в топку и конвективную шахту, потерь тепла с механической и химической неполнотой сгорания, расходов электроэнергии на механизмы собственных нужд (дутьевые вентиляторы, дымососы, мельницы, питательные насосы), расходов тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию, мазутное хозяйство, размораживающее устройство, калориферы, обдувку поверхностей нагрева, потери с продувкой, водоподготовительную установку);

20) производится анализ по пиковым водогрейным котлам, полноты исполнения проектных схем, соответствия расходов воды (рециркуляционной, расхолаживающей и поступающей в тепловую сеть) с целью обеспечения требуемых температур сетевой воды на входе в котел и на выходе в тепловую сеть и затрат электроэнергии на привод рециркуляционных насосов, состояния горелок, форсунок, их тарировки, фактической работы, режима сжигания мазута и газа (температуры, давления, коэффициента избытка воздуха, качества распыла мазута), наличия подогрева воздуха перед топкой котла, потерь тепла на обогрев неработающих котлов горячим воздухом и за счет поддержания требуемой рециркуляции сетевой воды через неработающий котел;

21) оцениваются применяемые природоохранные мероприятия, снижающие экономичность работы котлов (впрыска воды в топку, ступенчатого совместного сжигания газа и мазута, рециркуляции дымовых газов), значения энергетических потерь;

22) проводится анализ использования тепла выпара деаэраторов, обоснованности объема выпара, эффективности деаэрации по удалению кислорода, свободной и связанной углекислоты по результатам химического анализа;

23) проверяется эффективность работы подогревателей сетевой воды, расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры пара и сетевой воды, температурный напор в подогревателях сетевой воды, выдерживание температур прямой и обратной сетевой воды в соответствии с графиком тепловой сети, расчетный расход сетевой воды и потерь напора, работу схемы отсосов из подогревателей сетевой воды, работу регулирующего клапана уровня в подогревателе сетевой воды, отсутствие затопления части трубной системы, гидравлическую плотность подогревателей сетевой воды по качеству конденсата греющего пара, потерь конденсата при аварийном сливе, соотношения работающих и заглушенных трубок подогревателей сетевой воды;

24) анализируются указанные в распорядительных документах и инструкциях данные по давлению сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах в соответствии с пьезометрическим графиком города и с учетом его по зонам, оценивается фактическая подпитка тепловых сетей в сравнении с нормативной и потери тепла при увеличенной подпитке, проверить общее состояние теплосетевого оборудования (изоляции подогревателей и трубопроводов, изоляции насосов и арматуры, обводной арматуры в части пропусков помимо подогревателей);

25) проверяется соответствие фактического и расчетного расходов сетевой воды на собственные нужды и в тепловую сеть с целью выявления причин несоответствия располагаемой мощности котельной подключенной тепловой нагрузке;

26) проводится анализ потерь напора на преодоление гидравлического сопротивления по тракту сетевой воды (сетевые подогреватели, водогрейные котлы, арматура) для выявления потерь напора сверх обусловленных технологическим процессом с целью установления необоснованных затрат электроэнергии на привод сетевых насосов.

19. Проводится анализ состояния электрооборудования котельной:

1) проверяется работа электрооборудования и электрических систем котельной, эффективность работы освещения во всех помещениях, устройства вентиляции по показателям эффективности работы данных систем (степени освещенности и нормам освещенности, необходимой кратности воздухообмена, уровню предельно-допустимой концентрации загрязняющих веществ в воздухе);

2) проверяется состояние схем и средств учета электроэнергии;

3) выявляются соответствия класса точности расчетных счетчиков предъявляемым требованиям, проверяется отсутствие паек в электропроводах к счетчикам расчетного учета, проверяется наличие на счетчиках двух пломб на винте, крепящем кожух счетчика – пломбы поверителя, на зажимной крышке – пломбы энергоснабжающей организации, выявляется соответствие класса точности счетчиков реактивной энергии

предъявляемым требованиям (на одну ступень ниже класса точности активного счетчика), выявляется в схемах учета электроэнергии других включенных приборов и устройств, влияющих на точность учета или на приборы учета, включенных в схемы релейной защиты, численно оценить средние потери (без учета кратковременных экстремальных нагрузок) в цепях напряжения расчетных счетчиков технического учета, проверяется наличие утвержденной схемы размещения приборов расчетного и технического учета электрической энергии, соответствующей полному вводу электроустановки в эксплуатацию по проекту, проконтролировать периодичность и объемы проверки расчетных счетчиков, их калибровки и соответствия местной инструкции;

4) проверяется контроль исполнения анализа достоверности учета электроэнергии по фактическому и допустимому небалансу, анализа расчетов предела допустимой относительной погрешности;

5) проверяется температурный режим в помещениях, где установлены приборы учета (от 0°С до 40°С).

20. Проводится анализ состояния оборудования химической водоочистки:

1) расхода электрической и тепловой энергии на нужды химической водоочистки в сравнении с нормами;

2) работы установок химической водоочистки на соответствие требованиям отраслевых нормативно-технических документов, включая расходы реагентов, воды, тепла и электроэнергии;

3) фактических потерь (затрат) сетевой воды (и количества тепла с ней), используемой на заполнение тепловой сети после ремонта, проведения испытаний тепловых сетей (гидравлических, тепловых, температурных), промывку трубопроводов тепловых сетей, покрытие утечки в системе теплоснабжения, и их соответствия нормированным значениям указанных потерь теплоносителя и потерь тепловой энергии.

21. Проводится анализ состояния топливно-транспортного оборудования в части причин несоответствия имеющихся и проектных схем разгрузки, хранения, подготовки и подачи топлива на сжигание, фактических и расчетных параметров пара, подаваемого на топливное хозяйство.

22. Проводится анализ состояния мазутного хозяйства:

1) фактических и нормативных расходов пара на разогрев и слив прибывшего мазута, хранение в мазутных емкостях, разогрев перед сжиганием, рециркуляцию мазута в случае прекращения подачи к горелкам;

2) состояния теплоизоляции оборудования и мазутопроводов в пределах топливного цеха, теплоизоляции бакового хозяйства, подогревателей и паропроводов в схемах подачи мазута, оборудования мазутонасосной;

3) возможности слива мазута из неисправных цистерн, возможности вывода мазутных резервуаров на "холодное хранение", обеспеченность приемно-сливного устройства агрегатами, снижающими потери тепла при сливе мазута;

4) по фактическим и номинальным расходам тепла и электроэнергии на мазутное хозяйство по каждой составляющей расхода, при обнаружении перерасходов тепла или электроэнергии производится подробный анализ элемента мазутного хозяйства с проведением натурных измерений температур мазута и пара на входе в подогреватели мазута основного контура и выходе мазута и конденсата из них, температуры мазута, подаваемого в котельную в районе мазутонасосной и перед котлами, давления пара на входе в подогреватели мазута, расхода мазута и пара, поступающего на контролируемые подогреватели, расхода пара, подаваемого на разогрев и слив мазута;

5) соблюдения температурного режима размораживающего устройства, состояния калориферов и других подогревателей, утепления здания, размораживающего устройства (стены, кровля, ворота);

6) сопоставляются фактические и номинальные расходы тепла и электроэнергии на размораживающее устройство;

23. Проводится анализ состояния зданий и сооружений в соответствии с Правилами :

1) с оценкой состояния производственных зданий (стен, кровли, остекления);

2) затрат тепла на отопление и вентиляцию, тепловых потерь через ограждающие конструкции и сопоставить их с нормативными значениями.

24. Анализируется оптимизация распределения тепловых нагрузок между котельными агрегатами котельной:

1) организации работ по оптимизации распределения нагрузок между агрегатами котельной, определению характеристик относительных приростов нагрузок;

2) разрабатываются предложения по оптимизации распределения нагрузок.

25. Проводится анализ выполнения мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности:

1) проверяется выполнение мероприятий по реализации выявленных при разработке НТД ТИ резервов тепловой экономичности за период от даты разработки документации до даты проведения энергетического обследования;

2) выявляются причины невыполнения мероприятий, анализируется энергетический эффект от выполненных мероприятий;

26. Составляется топливно-энергетический баланс:

1) в приходной части топливно-энергетического баланса котельной отражается тепло сожженного в котлах топлива, в расходной – безвозвратные потери, расходы тепловой энергии на собственные нужды и отпуск тепловой энергии внешним потребителям;

2) по составляющим топливно-энергетического баланса выражается в единицах измерения теплоты (Гкал). Исходные данные для составления энергобалансов котельной приведены в таблице 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям ;

3) представляется структура энергобаланса котельной по форме таблицы 7 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 5. Оформление результатов энергетического обследования

27. Организации, проводившей энергетическое обследование по результатам, оформляется документация:

- 1) отчет о проведении энергетического обследования;
- 2) топливно-энергетический баланс;
- 3) энергетический паспорт;
- 4) рекомендации по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

28. В отчете о проведении энергетического обследования отражаются:

- 1) цели и задачи обследования;
- 2) программа проведения энергообследования и результаты ее выполнения;
- 3) краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, условия топливо- и водоснабжения, режимы работы;
- 4) оценка состояния технического учета, отчетности, нормирования и анализа показателей топливо использования;
- 5) причины выявленных нарушений в использовании топливно-энергетических ресурсов, имеющиеся резервы, перерасходы энергоресурсов из-за невыдерживания показателей оборудования на нормативном уровне, выполнение мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности оборудования, взаимоувязку элементов технологической схемы котельного оборудования, оборудования химической водоочистки, электрического оборудования, топливно-транспортного оборудования, зданий и сооружений, энергетические потери из-за не оптимальности тепловой схемы.

29. Топливо-энергетический баланс составляется по результатам каждого энергообследования.

30. Энергетический паспорт составляется при предпусковом (предэксплуатационном) энергетическом обследовании, уточняется при первичном и других видах обследований. Энергетический паспорт районной котельной оформляется в соответствии с формой приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

Станционный номер котла	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Изготовитель	Паропроизводительность, тонн/час	Параметры пара за котлом		Проектное топливо				Мельницы		
					Давление, кгс/см ²	Температура С	QHP	AP	WP	КАО	Расход на котел тонн/час	Тип	Количество

Продолжение таблицы 4

Дымососы			Дутьевые вентиляторы			Бункеры				Питатели	
Тип	Количество	Производительность, м ² /ч	Тип	Количество	Производительность, м ² /ч	Тип	Производительность, м ² /ч	Количество	Производительность, м ² /ч	Количество	Производительность, м ² /ч

Таблица 5 – Основные технико-экономические показатели работы
за 20__ - 20__ гг.

(наименование котельной)

Наименование показателя	Значение показателя по годам		
	Предыдущий г.	Текущий г.	Базовый г.
Среднегодовая установленная мощность			
Отпуск тепла, тыс. Гкал			
всего			
Коэффициенты использования установленной мощности, %			
Доли отпуска тепла, %:			
фактический			
номинальный			
нормативный			
Составляющие изменения удельных расходов топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал			
структура отпуска тепла			
теплофикация			
экономичность			
КПД брутто котельной установки, %			
фактический прямой баланс			
фактический обратный баланс			
номинальный			
Себестоимость отпускаемой тепловой энергии			
тенге/Гкал			
В том числе топливная составляющая тепловой энергии, тенге/Гкал			

Численность промышленно производственного персонала, чел.	-		
--	---	--	--

Форма

Таблица 6 – Исходные данные для составления топливно-энергетического баланса районной котельной.

Показатель	Обозначение	Единица измерения
Отпуск тепла внешним потребителям	Q _{отп}	Гкал
Расход топлива	B	т
КПД брутто (обратный баланс)	$\eta_{ку}^{бр}$	%
Затраты тепла на собственные нужды	Q _{ку} ^{бр}	Гкал

Таблица 7 – Топливо-энергетический баланс районной котельной, Гкал

Составляющие энергобаланса	Обозначение	Значение	Способ определения
Тепло сожженного топлива	Q		По отчетным данным
Потери тепла в котлах	Q _{ку} ^{пот}		$(100 - \eta_{ку}^{бр}) \cdot B \cdot 7 \cdot 10^{-2}$
Затраты тепла на собственные нужды котлов	Q _{ку} ^{пот}		По отчетным данным и результатам энергообследования
Потери тепла: через изоляцию трубопроводов и сетевых подогревателей теплофикационной установки	Q _{ту} ^{пот}		По справочным данным удельных теплопотерь и площади излучения
в тракте водоподготовительной установки при подготовке умягченной воды для подпитки тепловой сети	Q _{ум.в} ^{пот}		По справочным данным удельных теплопотерь в тракте химической подготовки воды
в тракте водоподготовительной установки при подготовке химически очищенной воды для компенсации невозврата конденсата от потребителей пара	Q _{хов} ^{пот}		По отчетным данным

Отпуск тепла	$Q_{отп}$		По отчетным данным
Небаланс (неучтенные потери, погрешность учета параметров)	$\Delta Q_{неб}$		$Q - Q_{ку}^{пот} - Q_{ку}^{сн} - Q_{ку}^{пот} - Q_{ум.в}^{пот} - Q_{лов}^{пот}$

Приложение 2
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований районных
котельных с установленной
мощностью 100 гигакалорий
в час и более
Форма

Энергетический паспорт районной котельной

Составлен на основании энергетического обследования, проведенного
(наименование обследующей организации)

Вид обследования _____ Дата обследования _____

Представитель территориального органа государственного надзора и контроля
в сфере электроэнергетики Казахстана (по согласованию)

(должность, Ф.И.О (подпись) (дата)

Руководитель обследуемой котельной

(должность, Ф.И.О) (подпись) (дата)

Руководитель организации, проводившей обследование

(должность, Ф.И.О) (подпись) (дата)

Лицензия № _____

(кем выдана, дата выдачи, срок действия)

1) _____

(полное юридическое наименование котельной, адрес)

2) _____

(вид собственности)

3) _____

(наименование вышестоящей организации)

4) _____

(фамилия, имя, отчество, телефон директора)

5) _____

(фамилия, имя, отчество, телефон главного инженера)

6) _____

(банковские реквизиты)

7) _____

(адрес электронной почты)

1. Характеристика районной котельной

Год ввода в эксплуатацию основного оборудования по станционным номерам:

2. Характеристика схем районной котельной

1) тепловая _____

2) электрическая _____

3) система циркуляционного водоснабжения _____

4) тепловая сеть _____

3. Основные параметры работы основного оборудования по группам (очередям)

1. Рабочее давление пара _____

2. Температура пара _____

3. Проектные данные: _____

1) максимальный отпуск тепла в паре (по параметрам) с указанием источника и его параметров _____

2) максимальный отпуск тепла в горячей воде _____

4. Основное оборудование и его краткая характеристика

(Приводятся сведения по форме таблицы 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям)

5. Уровень

1. Выдачи тепловой мощности в тепловую сеть _____

2. Собственных нужд _____

6. Параметры теплоносителя, отдаваемого потребителям и в теплосеть

1. Пар _____

2. Горячая вода (температурный график) _____

7. Топливный режим районной котельной

1. Директивный орган, установивший топливный режим, номер разрешения и дата его выдачи

2. Объем разрешенного топливопотребления:

1) газ _____

2) уголь _____

3) мазут _____

3. Резервное (аварийное) топливо _____

4. Основные марки сжигаемого топлива и основные поставщики топлива

5. Краткое описание причин работы основного оборудования на непроектных видах

топлива _____

6. Динамика и структура потребления условного топлива на момент составления паспорта и за три предыдущих года по видам

Вид топлива	Всего, т/ % общего количества			
	Предшествующий г.	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Газ				
Мазут				
Уголь				

7. Средняя стоимость топлива по видам на момент составления паспорта и за три предыдущих года

Вид топлива	Стоимость топлива			
	Предшествующий г.	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Газ				
Мазут				
Уголь				
Тонна условного топлива				

8. Установленная мощность котельной и среднегодовая по итогам трех предыдущих лет

Показатель	Установленная мощность	Годы (факт)		
		Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Тепловая мощность, Гкал, в том числе:				
Пар				
Горячая вода				

8. Техничко-экономические показатели работы районной котельной за последние 3 года

(Приводятся сведения по форме таблицы 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям)

9. Выбросы в окружающую среду за последние 3 года

Контролируемый показатель	Значения выбросов по годам (норматив/факт)		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
NOx			
COx			
SOx			
Нок+SOx			
Пыль			

Затраты на экологические мероприятия.

10. Годовое использование основного оборудования (ч) в сравнении с заложенным в проекте

Наименование основного оборудования	По проекту, ч	Факт (ч)		
		Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Котлы				

11. Нарботка (ч) металла основного оборудования и главных паропроводов

Наименование оборудования	Нарботка, ч, на момент составления паспорта	Наименование документа и организации, разрешившей дальнейшую эксплуатацию
Паропровод		
Котел		
Барабан котла		

12. Водоподготовка.

1. Принципиальные схемы:

1) подготовки добавочной воды (главная схема)

2) очистки возвращаемого производственного конденсата

3) очистки внутристанционных дренажных конденсатов

Установка	Производительность, тонн/час			Удельный расход		
	Номинальная	Фактическая	Необходимая	воды на собственные нужды, тонн/тонн	тепла, кДж/тонн	Электроэнергии, кВтч/г

2. Водоотведение водоподготовительных установок

Установка	Годовые сбросы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.

3. Выполнение нормативных мероприятий по организации водно-химического режима котельной

4. Наличие систем мониторинга

13. Баланс по электроэнергии, кВт·ч

Приход, расход	Годы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Получено из энергосистемы			
Собственные нужды			
Хозяйственные нужды			

Производственные нужды			
---------------------------	--	--	--

14. Баланс по теплу, Гкал

Приход, расход	Годы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Выработка тепловой энергии котлами котельной			
Отпуск тепла потребителям: пар, горячая вода			
Расход тепла на нужды:			
собственные			
хозяйственные			
производственные			

15. Характеристика оборудования теплофикационной установки

Параметры водогреющего оборудования и тепловой сети

Наименование оборудования	Тип	Производительность, Гкал/ч	Количество, шт.
Бойлеры			
Сетевые подогреватели			
Насосное оборудование, участвующее в работе теплосетевых схем			

Приложение 6
 к Перечню некоторых приказов
 Министра энергетики
 Республики Казахстан,
 в которые вносятся
 изменения и дополнения
 Приложение 1
 к Методическим указаниям
 по проведению энергетических
 обследований электроустановок
 потребителей

Таблица 1 – Данные для анализа деятельности ЭП по снижению потерь электроэнергии

Показатель	Ед.	Предыдущий	Базовый	Текущий
Отпуск электроэнергии,	млн.кВт·час			
Потери электроэнергии,	млн.кВт·час			
Нормативные потери электроэнергии	млн.кВт·час			
	%			

Технические потери электроэнергии	Условно-постоянные			
	Нагрузочные			
Фактический эффект от выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии с учетом переходящего эффекта, тыс. кВт·ч				
Фактическая эффективность от выполнения мероприятий, % значения потерь электроэнергии				
Количество трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием под нагрузкой, штук / МВА	35 кВ			
	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			
Количество трансформаторов и автотрансформаторов с установленными автоматическими регуляторами коэффициента трансформации, штук/МВА	35 кВ			
	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			
Количество трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием под нагрузкой с действующими автоматическими регуляторами коэффициента трансформации, штук/МВ-А	35 кВ			
	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			
Установленная реактивная мощность компенсирующих устройств Мвар	ЭП			
	У потребителей			

Коэффициент использования средств компенсации реактивной мощности в режиме наибольших нагрузок	Батареи статистических конденсаторов (далее - БСК)			
	Синхронные компенсаторы (далее - СК)			
	Генераторы в режиме СК			
$\frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{max}}}$				
Уровень компенсации реактивной мощности max $\frac{Q_{\text{уст}}}{P_{\text{max}}}$ $\frac{Q_{\text{факт}}}{P_{\text{max}}}$				
Количество абонентов	Всего			
	В том числе, бытовых			
Количество счетчиков	Трехфазных			
	Однофазных			
Количество автоматизированных систем учета электроэнергии	Получено			
	Установлено			
	В работе			
Количество счетчиков с просроченными сроками поверки	Трехфазных			
	Однофазных			

Приложение 7
 к Перечню некоторых приказов
 Министра энергетики
 Республики Казахстан,
 в которые вносятся
 изменения и дополнения
 Приложение 1
 к Методическим указаниям
 по оценке технического
 состояния воздушных линий
 электропередачи напряжением
 от 35 до 1150 киловольт

Сводные ведомости технического состояния и дефектные ведомости элементов воздушных линии (далее – ВЛ)

1. Основные характеристики ВЛ

Сводная ведомость № _____. "Основные характеристики ВЛ"

Таблица 1 – Общие сведения

Наименование ВЛ	
Класс напряжения	
Предприятие электрических сетей (далее – ПЭС)	
Организации, выполняющее техническое обслуживание ВЛ	
Общая длина ВЛ	
Длина участка	
Номера опор участка ВЛ	
Число опор участка ВЛ	
Год ввода в эксплуатацию ВЛ (участка ВЛ)	
Срок эксплуатации ВЛ	
Нормативный срок эксплуатации, лет опор ВЛ:	
Деревянных	30
железобетонных	35
металлических	50
фундаментов	35
проводов	25
грозозащитных тросов	25
оттяжек опор	25
линейной арматуры	25
изоляторов	25
ограничителей перенапряжения	25
системы плавки гололеда	25

Таблица 2 – Условия эксплуатации

Параметр	Пролеты	Проектное	Фактическое
Район по ветру			
Район по гололеду			
Район по вибрации			
Р а й о н п о продолжительности гроз			
Район по атмосферному загрязнению и агрессивной среды			

Таблица 3 – Общие технические характеристики

Параметр	Пролеты
Наличие и количество грозозащитного троса	
Количество проводов в фазе	
Наличие ограничителей перенапряжения	
Наличие системы плавки гололеда	
Наличие системы оповещения гололедообразования	
Большие переходы № опор/длина, м	
Характеристика местности	
Пересечения и сближения ВЛ: между собой	
с сооружениями связи, сигнализации и проводного вещания	
с железными дорогами	
с автомобильными дорогами	
скотопрогонами	
с троллейбусными и трамвайными линиями	
водными пространствами	
с надземными и наземными трубопроводами, сооружениями транспорта нефти и газа и канатными дорогами	
с подземными трубопроводами	
с аэродромами	
Прохождение ВЛ	
населенная местность	
ненаселенная местность, в том числе	
степи с почвами, непригодными для земледелия, полупустыни	
труднодоступная местность	
недоступные склоны гор, скал,	
насаждения, в том числе:	
лесостепи	

Таблица 4 – Нарушения в работе ВЛ

Показатель	Параметр, характеристика
Среднее число отключений в год (за последние 5 лет)	
в том числе с успешным автоматическим повторным включением неуспешным автоматическим повторным включением	
Основные причины отключений, % от общего числа (за последние 5 лет):	
перекрытие на поросль грозовые другие (указать характерные)	
Аварии и технологические нарушения (год, пролеты, причины)	

Капитальные ремонты (год, объем)	
Месяц и год комплексного обследования	

2. Элементы "Трасса"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Трасса"

Наименование

ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20__ года по " ____ " ____ 20__ года.

Анкерный пролет (№ опор)	Характеристика местности	Ширина охранной зоны	Отсутствие кустарников или порослей высотой выше 4 м	Габариты (наименьшие расстояния от элементов ВЛ до поверхности земли, инженерных сооружений и пересечений) не выше допустимых	Оценка состояния

Примечания: 1) в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов) знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям (наличие развивающихся дефектов);
 2) габариты - допустимые расстояния элементов ВЛ до поверхности земли, инженерных сооружений, пересечений и сближений определены документом, указанных в ПУЭ в соответствии которым была построена ВЛ;
 3) общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаврийное".

Дефектная ведомость № элементов "Трасса"

Наименование

ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20__ года по " ____ " ____ 20__ года.

Анкерный пролет (№ опор)	Характеристика местности	Наименование пересечения и вид	Ширина охранной зоны, м	Высота кустарника или поросли, м	Габариты (наименьшие расстояния от элементов ВЛ до поверхности земли, инженерных сооружений и пересечений), м	Заключения и рекомендации

Примечания:

1) допустимые значения параметров даны в документе, в указанных Правилах установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 сентября 2017 года № 330 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15943);

2) допускается использовать иные формы дефектных ведомостей.

3. "Опоры"

1) "Металлические опоры"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Металлические опоры"

Наименование

ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения технического освидетельствования

с " ____ " _____ 20 ____ года по " ____ " _____ 20 ____ года.

Основные сведения				Результаты осмотров или диагностического контроля									Другие виды контроля			Оценка состояния
				Отсутствие дефектов, превышающих допустимые значения												
№ опоры	Тип опоры	Год установки	Месяц и год последнего диагностического осмотра	Коррозионный износ металла	Отклонение опоры в сторону или поперек ВЛ	Прогибы элементов опоры	Отрывы углов по сварке	Прогрессивные трещины	Болтовые соединения (отсутствие болтов, шайб, гаек, шпильки)	Антикоррозионная защита (наличие)	Трещины с сварных швах (наличие)	Хищение деталей опоры				

Примечание - в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № элементов "Металлические опоры"

Наименование

ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20 ____ года по " ____ " _____ 20 ____ года.

№ опоры	Тип опоры	Выявленные дефекты										Закл ючения и реком ендац ии		
		Коррозионный износ металла			Откло нение опоры вдоль и попер ек оси ВЛ, в долях от высот ы опоры (или в мм)	Проги бы элеме нтов опоры , в долях длины эleme нта (или в мм)	Проги б травер сы, в долях от длины травер сы	Колич ество отсутс твую щих болто в, шайб, гаек, шплин тов, шт.	Антикоррозио нная защита (отсутствие, частичное отсутствие)	Качес тво сварн ых швов	Марка и колич ество отсутс твую щих детале й, шт.			
		Несущ ий элеме нт	Ненес ущий элеме нт	Косын ки										

2) "Железобетонные опоры"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Железобетонные опоры"
Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния с "___" ____ 20__ года по "___" ____ 20__ года. Основные сведения		Результаты осмотров или диагностического контроля										Другие виды контроля	Оцен ка сост ояни я				
Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины																	
№ опоры	Тип установки	Год установки	Месяц и год последнего диагностического контроля	Соответствие марки бетона проектно	Отклонение верха опоры вдоль или поперек оси ВЛ	Прогибы траверсы	Прогибы элементов опоры	Трещины в бетоне ж/б стоек	Коррозия металлических деталей	Глубина заделки опоры (соответствие проекту)	Состояние болтовых соединений (болты, шайбы, галки, шпильки)	Состояние сварных швов (трещины)					

Примечание - в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус".
Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № элементов "Железобетонные опоры"

№ опоры	Тип опоры	Диаметр здоровой части древесины	Площадь обгорания, % от сечения элемента	Диаметр, мм	Число витков, шт	Отклонение опоры вдоль и поперек оси ВЛ, в долях от высоты опоры или мм	Длина выступающей части болта, соединяющего детали опор, мм	Глубина заделки, мм	Заключение и рекомендации
---------	-----------	----------------------------------	--	-------------	------------------	---	---	---------------------	---------------------------

4. "Оттяжки опор"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Оттяжки опор"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

Основные сведения					Результаты осмотров диагностических измерений				Другие виды контроля				Оценка состояния	
№ опоры	Марка каната	Год установки	Месяц и год последнего осмотра	Номер оттяжки U-образных болтов и анкеров петель	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины				Другие виды контроля					
					Целостность каната	Коррозия каната	Коррозия U-образных болтов и анкеров петель	Состояние болтовых соединений (болты, шайбы, гайки, шпильки)	Тяжение, кг					
				1										
				2										
				3										
				4										
				5										
				6										
				7										

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предавварийное".

№ опоры	Марка провода	Количество оборванных проволок провода, шт.	Коррозионный износ сердечника, %	Количество и марка отсутствующих гасителей вибрации, шт.	Количество и марка отсутствующих ограничителей гололеда, шт.	Количество и марка отсутствующих гасителей пляски, шт.	Заключения и рекомендации
---------	---------------	---	----------------------------------	--	--	--	---------------------------

7. "Грозозащитные троса"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Грозозащитные троса"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20__ года по " ____ " _____ 20__ года.

Основные сведения				Результаты осмотров и диагностических измерений			Другие виды контроля			Оценка состояния
Анкерный пролет, № первой и последней опор	Марка провода	Год установки	Месяц и год последнего осмотра	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины			Наличие необходимой защиты			
				Номер троса	Целостность троса	Состояние искрового промежутка	Защита от гололеда	Защита от пляски	Защита от вибрации	

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Грозозащитные троса"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20__ года по " ____ " _____ 20__ года.

№ опоры	№ гроз троса	Марка каната	Выявленные дефекты				Заключения и рекомендации
			Количество оборванных проволок, шт.	Коррозионный износ сердечника, %	Количество и марка отсутствующих гасителей вибрации, шт.	Количество и марка отсутствующих ограничителей гололеда, шт.	

8. "Линейная арматура"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Линейная арматура"

№ опор	Тип	Год выпуска	Месяц и год последнего осмотра, диагностических измерений	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины		Распределение напряжения по подвесным изоляторам	Оценка состояния
				Дефекты в изоляторах в гирлянде	Следы перекрытия по гирлянде изоляторов		

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предавварийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Изоляторы"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с "___" "___" 20___ года по "___" "___" 20___ года.

№ опоры	Тип опоры	Выявленные дефекты		Заключения и рекомендации
		Количество дефектных изоляторов в гирлянде, шт.	Количество перекрытых изоляторов в гирлянде, шт.	

10. "Заземляющие устройства"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Заземляющие устройства"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния с "___" "___" 20___ года по "___" "___" 20___ года.				Результаты осмотров				Другие виды контроля				Оценка состояния
№ опор	Срок службы	Материал заземлителя и его сечение	Месяц и год последнего осмотра, диагностических измерений	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины		Сопrotивление заземлителей опор ВЛ	Удельное сопротивление грунта					
				Коррозийный износ	Целостность							

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам

(отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов);
общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Заземляющие устройства"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20 ____ года по " ____ " _____ 20 ____ года.

№ опоры	Материал заземлителя и его сечение	Выявленные дефекты			Удельное сопротивление грунта, Ом	Заключения и рекомендации
		Количество и материал оторванных заземлителей, шт.	Коррозионный износ, % от первоначального сечения	Сопротивление заземляющего устройства опор ВЛ, Ом		

11. "Трубчатые разрядники"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Трубчатые разрядники"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20 ____ года по " ____ " _____ 20 ____ года.

Основные сведения								Результаты осмотров				Другие виды контроля		Оценка состояния
								Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины						
№ опоры	Фаза	Тип	Год изготовления	U _н , кВ	Гарантийный срок, лет	Другие технические данные	Месяц и год после осмотра	Внешний искровой промежуток	Начальный диаметр дугогасительного канала	Конечный диаметр дугогасительного канала	Начальная длина внутренней изоляции	Конечная длина внутренней изоляции		

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус".
Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов); общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Трубчатые разрядники"

"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20__ года по " ____ " _____ 20__ года.

№ опор	Фаза	Тип	Выявленные дефекты				Заключения и рекомендации	
			Расстояние внешнего искрового промежутка, мм	Начальный диаметр дугогасительного канала, мм	Конечный диаметр дугогасительного канала, мм	Начальная длина внутреннего искрового промежутка, мм		Конечная длина внутреннего искрового промежутка, мм

12. "Ограничители перенапряжения"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Ограничители перенапряжения"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Основные сведения								Результаты осмотров			Другие виды контроля		Оценка состояния
№ опоры	Фаза	Тип	Год изготовления	Uн, кВ	Гарантийный срок, лет	Другие технические данные	Дата последних диагностических измерений	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины	Сопротивление	Ток проводимости при напряжении	Тепловизионный контроль		

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20__ года по " ____ " _____ 20__ года.

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Ограничители перенапряжения"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20__ года по " ____ " _____ 20__ года.

№ опоры	Фаза	Тип	Выявленные дефекты		Заключения и рекомендации
				Ток проводимости при	

			Сопротивлени е	выпрямленно м напряжении	Тепловизионн ый контроль
--	--	--	-------------------	-----------------------------	-----------------------------

13. "Система плавки гололеда"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Система плавки гололеда"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20__ года по " ____ " _____ 20__ года.

Участок плавки гололеда	Схема плавки гололеда	Результаты испытаний и проверок				Оценка состояния
		Отсутствие дефектов				
		Проверка источника питания	Проверка коммутационного оборудования	Проверка заземления грозозащитных тросов	Проверка сигнализаторов в гололедообращивания	

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаврийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Система плавки гололеда"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " _____ 20__ года по " ____ " _____ 20__ года.

Участок плавки гололеда	Схема плавки гололеда	Выявленные дефекты				Заключения и рекомендации
		Оборудование источника питания, неисправность	Коммутационное оборудование, неисправность	Заземление грозозащитных тросов, отсутствие	Проверка сигнализаторов в гололедообращивания, неисправность	

Приложение 8
к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся
изменения и дополнения
Приложение
к Правилам субсидирования
энергопроизводящих организаций

на приобретение топлива
для бесперебойного проведения
отопительного сезона
Форма

Отчет о целевом использовании субсидий на приобретение топлива для бесперебойного проведения отопительного сезона

(наименование организации)

по _____
области (городу республиканского значения, столицы)
за _____ 20__ года
тыс. тенге

№	Субъект естественной монополии	Период (месяц)	Сумма субсидирования		Причины не освоения	Вид и объем приобретенно го топлива
			Фактически выделено	Освоено		

Руководитель организации _____
Главный бухгалтер _____