

Утверждена
приказом председателя Комитета
государственного энергетического
надзора и контроля
Республики Казахстан
от «___» _____ 20__ года
№ _____

**Типовая инструкция
по учету электроэнергии при ее производстве,
передаче и распределении**

Содержание

Введение	2
1 Область применения	2
2 Нормативные ссылки	3
3 Термины и определения	3
4 Общие рекомендации по учету электроэнергии	5
5 Рекомендации по организации учета активной электроэнергии в энергопроизводящих организациях	6
6 Рекомендации по организации учета активной электроэнергии в энергопередающих организациях	10
7 Рекомендации по организации учета межрегиональных и межгосударственных потоков электроэнергии	13
8 Рекомендации по организации учета реактивной электроэнергии в электроустановках	14
9 Рекомендации по организации учета электроэнергии и мощности в электроустановках потребителей	15
10 Автоматизация учета электроэнергии и мощности	15
11 Рекомендации по выполнению технических требований к системе учета электроэнергии	16
12 Рекомендации по организации эксплуатации приборов учета электроэнергии	17
Приложение 1. О реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан	19
Приложение 2. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды энергопроизводящих организаций (тепловых электростанций)	20
Приложение 3. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды энергопроизводящих организаций	

(гидроэлектростанций)	22
Приложение 4. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды энергопроизводящих организаций (подстанций)	24
Приложение 5. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на хозяйственные нужды энергопроизводящих и энергопередающих организаций	26
Приложение 6. АКТ о составлении баланса электроэнергии на энергопроизводящие организации (электростанций)	28
Приложение 7. АКТ о составлении баланса электроэнергии на подстанции	29
Приложение 8. Паспорт-протокол измерительного комплекса	30
Библиография	35

Введение

Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении содержит основные технологические и технические рекомендации по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении, к организации, составу и к эксплуатации систем учета электроэнергии и мощности.

Цель учета электроэнергии – получение достоверной информации о количестве производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии и мощности субъектами оптового рынка Единой энергетической системы Республики Казахстан и субъектами розничного рынка потребления для решения на всех уровнях управления в электроэнергетике следующих задач:

- коммерческих расчетов за электроэнергию и мощность между субъектами оптового и розничного рынка потребления;
- управления режимами электропотребления;
- определения и прогнозирования всех составляющих баланса электроэнергии (выработка, отпуск с шин, потери и т.д.);
- определения и прогнозирования удельных расходов топлива в энергопроизводящей организации;
- определения, стоимости и себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии и мощности;
- контроля технического состояния систем учета электроэнергии в электроустановках.

1. Область применения

Область применения Типовой инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (далее – Типовая инструкция)– системы учета электроэнергии и мощности, применяемые в действующих, вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановках энергопроизводящих, энергопередающих, энергоснабжающих организаций, организаций – потребителей электроэнергии.

2. Нормативные ссылки

1. Закон Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений» от 7 июня 2000 года.
2. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 9 июля 2004 года
3. Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года «О техническом регулировании».
4. Правила пользования электрической энергией и Правила пользования тепловой энергией, утвержденные приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан 24 января 2005 года.
5. Электросетевые Правила Республики Казахстан, утвержденные приказом заместителя Премьер-Министра Республики Казахстан - Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 24 декабря 2001 года.
6. Постановление Правительства Республики Казахстан «Об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, для целей коммерческого учета электроэнергии в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан» от 30 января 2008 года N 79.

3. Термины и определения

В Типовой инструкции использованы следующие термины и определения:

1. Автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии (далее – АСКУЭ) – совокупность средств измерений и аппаратно-программного комплекса для измерений, сбора, обработки, хранения и передачи данных учета электрической энергии;
2. Единая энергетическая система Республики Казахстан – совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей Республики Казахстан;
3. Коммерческий учет электрической энергии – учет электрической энергии, необходимый для взаиморасчета между сторонами по договорам купли-продажи и передачи электрической энергии;
4. Межрегиональные и (или) межгосударственные линии электропередачи – линии электропередачи напряжением 220 киловольт и выше, обеспечивающие передачу электрической энергии между регионами и (или) государствами;
5. Метрологическая служба – совокупность субъектов, деятельность которых направлена на обеспечение единства измерений;

6. Метрологический контроль – деятельность, осуществляемая метрологическими службами государственных органов управления, физических и юридических лиц в целях проверки соблюдения метрологических правил и норм;

7. Национальная электрическая сеть – совокупность подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и (или) межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 киловольт и выше, не подлежат приватизации и передаются национальной компании в порядке и на условиях, которые определяются Правительством Республики Казахстан;

8. Оптовый рынок электрической энергии – система отношений, связанных с куплей-продажей электрической энергии, функционирующих на основе договоров между субъектами оптового рынка электрической энергии;

9. Передача электрической энергии – услуга, оказываемая энергопередающими организациями в соответствии с заключенными договорами передачи электрической энергии;

10. Поверка приборов коммерческого учета – совокупность операций, выполняемых государственной метрологической службой или другими аккредитованными юридическими лицами с целью определения и подтверждения соответствия средства измерений установленным метрологическим требованиям;

11. Потребитель – физическое или юридическое лицо, потребляющее на основе договора электрическую энергию;

12. Прибор коммерческого учета – техническое устройство, предназначенное для коммерческого учета электрической мощности, электрической энергии, разрешенное к применению в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

13. Региональная электросетевая компания – энергопередающая организация, эксплуатирующая электрические сети регионального уровня;

14. Реестр государственной системы обеспечения единства измерений – документ учета регистрации объектов, участников работ и документов в области обеспечения единства измерений;

15. Розничный рынок электрической энергии – система отношений, функционирующая на основе договоров (купли-продажи, передачи и потребления электрической энергии, а также предоставления связанных с этим услуг) между субъектами розничного рынка электрической энергии вне оптового рынка;

16. Станционная электросеть – электрическая сеть электростанции, включающая совокупность электроустановок, предназначенных для распределения и передачи электроэнергии в границах балансовой принадлежности электростанции.

17. Средство измерений – техническое средство, предназначенное для измерений и имеющее нормированные метрологические характеристики;

18. Схема учета электрической энергии – определенное электрическое соединение средств учета электрической энергии, обеспечивающих учет передаваемой и потребляемой электрической энергии для расчетов за нее;

19. Технический учет электроэнергии – учет для контроля расхода электроэнергии внутри энергопроизводящей и энергопередающей организаций, организаций-потребителей электроэнергии, для расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, а также для учета расхода электроэнергии на производственные нужды.

20. Электрические станции – энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, содержащая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

21. Энергопроизводящая организация – организация, осуществляющая производство электрической и (или) тепловой энергии для собственных нужд и (или) реализации;

22. Энергопередающая организация – организация, осуществляющая на основе договоров передачу электрической или тепловой энергии;

23. Энергоснабжающая организация – организация, осуществляющая продажу потребителям купленной электрической и (или) тепловой энергии.

4. Общие рекомендации по учету электроэнергии

4.1. Учетпроизводства, передачи и распределения электроэнергии направлен на определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях средних для заданных интервалов значений мощности):

- 1) выработанной генераторами энергопроизводящей организации;
- 2) потребленной на собственные и хозяйственные нужды (раздельно) энергопроизводящих и энергопередающих организаций;
- 3) потребленной на производственные нужды;
- 4) отпущенной (переданной) потребителям по линиям, отходящим от шин энергопроизводящей организации непосредственно к потребителю;
- 5) переданной в сети других собственников или полученной от них;
- 6) поступившей в электрические сети различных классов напряжения;
- 7) переданной на экспорт и полученной по импорту.

4.2. Учет электроэнергии подразделяется на следующие виды:

- 1) коммерческий учет электроэнергии.
- 2) технический учет электроэнергии.

4.3. Количество электроэнергии по показаниям приборов коммерческого и технического учета определяется с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

4.4. Метрологический контроль за средствами и схемами учета электроэнергии осуществляется в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

4.5. Для учета электроэнергии используются приборы учета, типы которых внесены в реестр государственной системы обеспечения единства измерений. Информация о реестре государственной системы обеспечения единства измерений приведена в приложении 1 к настоящей Типовой инструкции.

4.6. Показания с приборов коммерческого учета электроэнергии в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан (далее – ЕЭС РК) снимаются в соответствии с [6].

4.7. Содержание, техническое обслуживание и поверка приборов коммерческого и технического учета осуществляется согласно балансовой принадлежности.

4.8. Техническое обслуживание и эксплуатация систем учета электроэнергии (в том числе автоматизированных) осуществляются обученным и аттестованным персоналом, назначенным приказом по организации.

4.9. Объем и периодичность проверки вторичных цепей средств и схем учета электроэнергии регламентируются действующими правилами в области устройства, эксплуатации электроустановок и сетей.

4.10. При обслуживании средств учета электроэнергии выполняются организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ в соответствии с действующими правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

4.11. На основе настоящей Типовой инструкции разрабатываются производственные (местные) инструкции организации, конкретизирующие положения Типовой инструкции, которые согласовываются с территориальным департаментом уполномоченного органа в области электроэнергетики и утверждаются руководителем организации.

5. Рекомендации по организации учета активной электроэнергии в энергопроизводящих организациях

5.1. Приборы коммерческого учета электроэнергии на энергопроизводящих организациях устанавливаются для учета электроэнергии, выработанной генераторами, потребленной (раздельно) на собственные и хозяйственные нужды, отпущенной в сети, а также для учета средних значений мощности (нагрузки), отпускаемой энергопроизводящей организацией в сети за установленный интервал текущего времени по соответствующим присоединениям энергопроизводящей организации.

5.2. На энергопроизводящих организациях приборы коммерческого учета обеспечивают учет выработанной и переданной электроэнергии через

станционную электросеть за границу балансовой принадлежности и устанавливаются:

- 1) на генераторах;
- 2) на трансформаторах собственных нужд;
- 3) на линиях, присоединенных к шинам основного напряжения собственных нужд;
- 4) у потребителей электроэнергии на хозяйственные нужды;
- 5) на межсистемных (внутрисистемных) линиях электропередачи;
- 6) на линиях, принадлежащих потребителям, присоединенных непосредственно к шинам энергопроизводящей организации;
- 7) на резервных возбудителях (расход электроэнергии на резервное возбуждение исключается одновременно из выработки данного генератора и расхода электроэнергии на собственные нужды энергопроизводящей организации).

5.3. Для учета электроэнергии, расходуемой на хозяйственные нужды энергопроизводящей организации, приборы коммерческого учета устанавливаются:

- 1) при питании группы потребителей от отдельного трансформатора, как правило, на стороне высшего напряжения трансформатора;
- 2) при питании от различных трансформаторов или секций шин собственных нужд – на каждой линии, отходящей к потребителю.

5.4. Места установки и классы точности приборов технического учета электроэнергии, а также измерительных трансформаторов регламентируются требованиями раздела 11 настоящей Типовой инструкции.

5.5. Потери электроэнергии в станционной электросети энергопроизводящей организации, являющимся подразделением вышестоящей организации (энергопередающей, энергоснабжающей, региональной и т.п.), включаются в технологический расход электроэнергии на ее транспорт по сетям этой организации.

Потери электроэнергии в станционной электросети энергопроизводящей организации, находящейся на самостоятельном балансе учитываются отдельной статьей.

Оборудование и внутростанционные линии, потери электроэнергии в которых относятся к потерям в станционной электросети, включают:

- 1) главные (повышающие) трансформаторы и автотрансформаторы связи;
- 2) распределительные устройства;
- 3) линии электропередачи и шинопроводы;
- 4) отдельно стоящие подстанции (находящиеся на балансе энергопроизводящей организации).

5.6. Потери электроэнергии в главных трансформаторах энергопроизводящей организации, находящейся на самостоятельном балансе, относятся к потерям в станционной электросети как при отдаче, так и при получении электроэнергии от электрической сети других собственников.

5.7. При наличии энергопроизводящей организации, находящимся на самостоятельном балансе, шин нескольких классов напряжения и транзита электроэнергии через главные трансформаторы и автотрансформаторы связи дополнительные потери электроэнергии в трансформаторах (автотрансформаторах) от этих перетоков относятся к потерям в стационарной электросети.

5.8. Для контроля достоверности учета электроэнергии в энергопроизводящей организации назначается комиссия, которая составляет баланс выработки и отпуска электроэнергии по показаниям приборов учета на 00.00 ч средневропейского времени первых суток отчетного периода, снятым персоналом энергопроизводящей организации оформляет акт о составлении баланса электроэнергии (приложение 6 к настоящей Типовой инструкции).

Состав комиссии утверждается приказом. Порядок ее назначения определяется производственной (местной) инструкцией организации, утверждённой руководителем организации или его заместителем.

Первый экземпляр акта остается в энергопроизводящей организации, второй экземпляр передается в территориальный департамент уполномоченного органа.

В баланс включаются следующие сведения:

- 1) выработка электроэнергии генераторами (W_T);
- 2) поступление электроэнергии от АО-энерго или других собственников ($W_{эс}$);
- 3) расход электроэнергии на собственные нужды ($W_{сн}$);
- 4) расход электроэнергии на хозяйственные нужды ($W_{хн}$);
- 5) расход электроэнергии на производственные нужды ($W_{пн}$);
- 6) отпуск электроэнергии с шин энергопроизводящей организации потребителю по классам напряжений ($W_{оп}$);
- 7) отпуск электроэнергии с шин энергопроизводящей организации в сети АО-энерго или других собственников ($W_{ос}$);
- 8) потери электроэнергии и стационарной электросети ($\Delta W_{сэ}$).

Все составляющие баланса электроэнергии, за исключением потерь электроэнергии в стационарной электросети, принимаются на основании ее измерения с помощью приборов коммерческого и технического учета.

Если одними и теми же приборами технического учета учитывается расход электроэнергии на собственные и производственные нужды, а энергопроизводящая организация в течение отчетного периода работала с выработкой электроэнергии, в режиме котельной и (или) находилась в консервации или резерве, то данные по этим периодам отражаются в разделах 3 и 5 акта отдельными строками. При этом в столбцах 4 и 5 указываются показания приборов учета на начало и конец, соответственно, отчетного и следующего периодов, а в столбце 9 – даты начала и конца периодов (в

разделе 5, кроме того, в столбце 9 указывается, работала ли энергопроизводящая организация в режиме котельной, находилась ли в консервации или резерве).

5.9. Регистрация показаний коммерческого и технического учета, по которым составляется баланс электроэнергии, производится в соответствии с маршрутом, устанавливаемым местной инструкцией.

5.10. Потери электроэнергии в главных трансформаторах энергопроизводящей организации определяются, как правило, расчетным путем на основе использования технических данных трансформаторов и продолжительности их работы (при определении постоянных потерь) и фактического графика нагрузки трансформаторов (переменные потери).

Потери допускается определять по приборам технического учета соответствующих классов точности.

5.11. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды энергопроизводящей организации, хозяйственные нужды энергопроизводящей и энергопередающей организации приведена в приложениях 2÷5 к настоящей Типовой инструкции.

Форма акта о составлении баланса электроэнергии в энергопроизводящей организации приведена в приложении 6 к настоящей Типовой инструкции.

5.12. Для анализа и обеспечения достоверности учета электроэнергии необходимо определять и сравнивать значения фактического ($НБ_{фэ}$) и допустимого ($НБ_д$) небалансов.

Значение фактического небаланса:

$$НБ_{фэ} \leq НБ_д.$$

5.13. Фактический небаланс определяется по составляющим ежемесячного баланса электроэнергии и рассчитывается по формуле

$$НБ_{фэ} = \frac{W_{г} + W_{эс} - W_{сн} - W_{хн} - W_{пн} - W_{оп} - W_{ос} - \Delta W_{сс}}{W_{г} + W_{эс}} \cdot 100\% \quad (5.1)$$

Составляющие формулы (5.1) приведены в пункте 5.8.

5.14. Значение допустимого небаланса определяется по формуле

$$НБ_д = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 \cdot d_{ni}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 \cdot d_{oi}^2} \cdot 100\%, \quad (5.2)$$

где $\delta_{ni}(\delta_{oi})$ – суммарная относительная погрешность i -го измерительного комплекса, состоящего из трансформатора напряжения (ТН), трансформатора тока (ТТ) и приборов учета, учитывающего поступившую (отпущенную) электроэнергию;

$d_{ni}(d_{oi})$ – доля электроэнергии, поступившей (отпущенной) через i -й

измерительный комплекс (формула 5.3);

- k – число измерительных комплексов, учитывающих электроэнергию, поступившую (отпущенную) на шины (с шин) энергопроизводящей организации;
- m – число измерительных комплексов, учитывающих отпущенную (поступившую) электроэнергию (в том числе на собственные и хозяйственные нужды энергопроизводящей организации).

Погрешность определения потерь электроэнергии в стационарной электросети допускается не учитывать.

5.15. Долю электроэнергии, учтенной i -м измерительным комплексом, определяется по формуле

$$d_i = \frac{W_i}{W_{n(\circ)}}, \quad (5.3)$$

- где W_i – количество электроэнергии, учтенной i -м измерительным комплексом за отчетный период;
- $W_{n(\circ)}$ – суммарное количество электроэнергии, поступившей (отпущенной) на шины (с шин) энергопроизводящей организации за отчетный период.

5.16. Предел допустимой относительной погрешности i -го измерительного комплекса определяется по формуле

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{\delta_1^2 + \delta_u^2 + \delta_n^2 + \delta_{oc}^2}, \quad (5.4)$$

- где δ_1, δ_u – пределы допустимых значений относительной погрешности соответственно ТТ и ТН, %;
- δ_n – предел допустимых ПУЭ потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета к ТН, %;
- δ_{oc} – предел допустимой основной погрешности приборов учета, %.

5.17. Если значение фактического небаланса, полученное по формуле (5.1), больше значения допустимого небаланса, определенного по формуле (5.2), необходимо выявить причины этого и принять меры по их устранению.

6. Рекомендации по организации учета активной электроэнергии в энергопередающих организациях

6.1. Учет активной электроэнергии в энергопередающей организации организовываются применительно к подстанциям, а также к структурным подразделениям этой организации

6.2. На подстанции приборы коммерческого учета устанавливаются для учета электроэнергии, поступившей на ее шины от ее вышестоящей энергопередающей организации и отпущенной в ее сети, и других собственников по линиям, не относящимся к межрегиональным и межгосударственным линиям, а также для учета расхода электроэнергии на хозяйственные нужды подстанции.

6.3. На подстанции ее вышестоящей организации приборы коммерческого учета устанавливаются для учета электроэнергии, поступившей на ее шины из национальных электрических сетей, от других энергопередающих организаций, а также для учета электроэнергии, отпущенной в сети других собственников, и для учета расхода электроэнергии на хозяйственные нужды подстанции.

6.4. Приборы технического учета на подстанциях энергопередающей организации и национальных сетей устанавливаются для учета электроэнергии, поступившей (отпущенной) на их шины (с шин) из сети (в сеть) собственника подстанции ее вышестоящей организации или национальных электрических сетей, а также для учета расхода электроэнергии на производственные и собственные нужды подстанций.

6.5. Для контроля достоверности учета электроэнергии на подстанции назначается комиссия, которая составляет баланс и оформляет акт поступления и отпуска электроэнергии по показаниям приборов учета на 00.00 ч средневропейского времени первых суток отчетного периода, снятым персоналом подстанции (приложение 7 к настоящей Типовой инструкции). Состав комиссии утверждается приказом. Порядок ее назначения определяется местной инструкцией.

6.6. Баланс электроэнергии составляется по тем подстанциям, которые присоединены к межрегиональным и межгосударственным линиям электропередачи составляется ежеквартально, по другим подстанциям – не менее одного раза в год.

6.7. В баланс включаются следующие сведения:

- 1) Поступление электроэнергии на шины подстанции ($W_{п}$);
- 2) Отпуск электроэнергии ($W_{о}$);
- 3) Расход электроэнергии на собственные ($W_{сн}$) и хозяйственные нужды ($W_{хн}$) подстанции и производственные нужды ($W_{пн}$);
- 4) Потери электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции ($\Delta W_{тр}$).

Все составляющие баланса, кроме потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, измеряются приборами коммерческого и технического учета. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, хозяйственные нужды энергопроизводящей и энергопередающей

организациям приведена соответственно в приложениях 4 и 5 к настоящей Типовой инструкции.

6.8. Потери электроэнергии в силовых трансформаторах определяется расчетным путем.

6.9. Значение фактического небаланса $НБ_{фп}$ определяется по формуле

$$НБ_{фп} = \frac{W_{п} - W_{о} - W_{сн} - W_{хн} - W_{пн} - \Delta W_{тр}}{W_{п}} \cdot 100\% \quad (6.1)$$

Составляющие формулы (6.1) приведены в пункте 6.7.

6.10. При значительной протяженности на подстанции шинопроводов 220 кВ и выше в целях повышения точности определения фактического небаланса рекомендуется учитывать потери на корону.

6.11. Полученное значение фактического небаланса сравнивается со значением допустимого небаланса. Значение допустимого небаланса определяется по формуле (5.2). При этом $НБ_{фп} \leq НБ_{д}$.

Если значение фактического небаланса превышает его допустимое значение, персоналу необходимо выявить причины этого и принять меры по их устранению.

6.12. Оформленный акт с результатами составления баланса электроэнергии по подстанции используется в дальнейшем для сведения баланса по энергопередающим организациям, в целом по вышестоящей организации, национальной электрической сети.

6.13. Значение фактического небаланса $НБ_{фп}$ в границах балансовой принадлежности структурного подразделения (энергопередающим организациям, в целом по ее вышестоящей организации, национальной электрической сети) определяется по формуле

$$НБ_{фп} = \frac{W_{п} - W_{о} - W_{пн} - \Delta W_{сети}}{W_{п}} \cdot 100\% \quad (6.2)$$

где $W_{п}$ – поступление электроэнергии в сеть («отпуск в сеть»);

$W_{о}$ – полезный отпуск электроэнергии, включая расход электроэнергии на хозяйственные нужды;

$W_{пн}$ – расход электроэнергии на производственные нужды;

$\Delta W_{сети}$ – потери электроэнергии в сети данного структурного подразделения (энергопередающим организациям, в целом по ее вышестоящей организации, национальной электрической сети), включая расход электроэнергии на собственные нужды подстанций.

6.14. Определение фактического небаланса электроэнергии по энергопередающим организациям, в целом по ее вышестоящей организации

возможно в том случае, если производится расчет технических потерь электроэнергии в сетях всех классов напряжения, включая и сети 0,38 кВ.

6.15. Значение допустимого небаланса электроэнергии по энергопередающим организациям, в целом по ее вышестоящей организации, национальной электрической сети определяется по формуле

$$НБ_{д} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^m \delta_{p_i}^2 d_i^2 + \frac{\delta_{p_3}^2}{n_3} d_3^2 + \frac{\delta_{p_1}^2}{n_1} d_1^2} \cdot 100\%, \quad (6.3)$$

- где m – суммарное количество точек учета, фиксирующих поступление наибольших потоков электроэнергии и отдачу электроэнергии особо крупным потребителям (применительно к соответствующему структурному подразделению);
- δ_{p_i} – погрешность измерительного комплекса i -й точки учета электроэнергии (5.4);
- d_i – доля электроэнергии, учтенной i -й точкой учета;
- δ_{p_3} – погрешность измерительного комплекса типопредставителя) трехфазного потребителя ниже 750 кВ·А);
- δ_{p_1} – погрешность измерительного комплекса типопредставителя) однофазного потребителя;
- n_3 – число точек учета трехфазных потребителей (кроме учтенных в числе m), по которым суммарный относительный пропуск электроэнергии составляет d_3 ;
- n_1 – число точек учета однофазных потребителей (кроме учтенных в числе m), по которым суммарный относительный пропуск электроэнергии составляет d_1 .

7. Рекомендации по организации учета межрегиональных и межгосударственных перетоков электроэнергии

7.1. Межрегиональные и межгосударственные перетоки – это перетоки электроэнергии и мощности по межрегиональными и межгосударственными линиям электропередачи.

7.2. Учет межрегиональных перетоков электроэнергии производится в целях финансовых расчетов за нее, а также для определения потерь электроэнергии от этих перетоков и оптимизации режимов электрических сетей.

7.3. На межрегиональных линиях электропередачи напряжением 220 кВ и выше устанавливаются приборы коммерческого учета на обоих концах линии в целях более полного обеспечения договорных интересов субъектов рынка, точного определения потерь и обеспечения взаимного резервирования

приборов учета. Приборы коммерческого учета используются одного класса точности и с погрешностью одинакового знака и, как правило, однотипные.

7.4. Дополнительные условия учета электроэнергии и мощности (среднее значение мощности за установленный интервал текущего времени), потери электроэнергии и мощности, а также другие вопросы, связанные с коммерческим учетом, оговариваются в договорах на электроснабжение.

7.5. Особенности учета перетоков электроэнергии и мощности по межгосударственным и межрегиональным линиям электропередачи в части технических требований определяются по согласованию сторон в установленном порядке.

8. Рекомендации по организации учета реактивной электроэнергии в электроустановках

8.1. Основными целями учета реактивной электроэнергии являются: обеспечение контроля за фактическим потреблением или выдачей реактивной электроэнергии потребителями;

обеспечение контроля перетоков реактивной электроэнергии по межсистемным линиям электропередачи;

8.2. Приборами коммерческого учета реактивной электроэнергии считаются приборы, используемые для контроля перетоков реактивной электроэнергии по межрегиональным линиям электропередачи, по которым на договорной основе ведется оплата за реактивную электроэнергию или реактивную мощность.

8.3. Приборами технического учета реактивной электроэнергии считаются приборы, используемые для решения следующих задач:

расчета и анализа установившихся режимов, потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

оптимизации установившихся режимов по реактивной электроэнергии, выбора компенсирующих устройств, режима их работы и мест установки в электрических сетях.

8.5. Общие требования к местам установки приборов учета реактивной электроэнергии и классам их точности в энергопроизводящих и энергопередающих организациях определены в [4].

8.6. Порядок и объемы обслуживания, поверки, ремонта и эксплуатации приборов коммерческого технического учета реактивной электроэнергии регламентируются требованиями, изложенными в разделе 12 настоящей Типовой инструкции, предъявляемым соответственно к приборам коммерческого и технического учета активной электроэнергии.

9. Рекомендации по организации учета электроэнергии и мощности в электроустановках потребителей

9.1. В электроустановках потребителей устанавливаются приборы учета для денежных (коммерческих) расчетов за электроэнергию с энергоснабжающей организацией.

9.2. Приборы коммерческого учета активной и реактивной электроэнергии регламентируются требованиями [1, 4].

9.3. Вопросы автоматизации учета электроэнергии и мощности, организация эксплуатации средств учета у потребителя регламентированы в [2], а также в разделах 10 и 12 настоящей Типовой инструкции.

10. Автоматизация учета электроэнергии и мощности

10.1. Для автоматизации учета электроэнергии и мощности в энергопередающих организациях рекомендуется внедрять автоматизированную систему коммерческого учета электрической энергии (далее – АСКУЭ), которые обеспечивают решение следующих задач:

сбор и формирование данных на объекте для использования их при коммерческих расчетах;

сбор и передача информации на верхний уровень управления и формирование на этой основе данных для проведения коммерческих расчетов между субъектами рынка;

формирование баланса производства и потребления электроэнергии по подразделениям и в целом по организации, а также по национальной электрической сети;

оперативный контроль и анализ режимов потребления мощности и электроэнергии основными потребителями;

формирование статистической отчетности;

оптимальное управление нагрузкой потребителей;

автоматизация расчетов с потребителями;

контроль достоверности показаний приборов учета электроэнергии.

10.2. Системы АСКУЭ регламентируются требованиями [1, 2].

10.3. Устройства сбора и передачи информации обеспечивают:

одновременность снятия показаний со всех контролируемых приборов учета;

защиту от несанкционированного доступа и изменения констант и данных учета;

хранение необходимой информации по объектам: не менее 5 суток - с круглосуточным дежурством, не менее 45 суток – с обслуживанием оперативно-выездными бригадами (ОВБ).

сохранность накопленных данных и ход часов.

10.4. Установленные устройства сбора и передачи информации при вводе в эксплуатацию рекомендуются метрологически аттестовать совместно приборам коммерческого и технического учета.

10.5. Для обеспечения соответствия иерархическая структура системы сбора и передачи информации в АСКУЭ со структурой передачи информации в автоматизированной системе диспетчерского управления (АСДУ) рекомендуется использовать проводные и беспроводные линии связи.

11. Рекомендации по выполнению технических требований к системе учета электроэнергии

11.1. На стадии проектирования объекта определяется относительная погрешность измерительных комплексов и обеспечивается ее минимизация (выбор классов точности элементов измерительных комплексов, сечение соединительных кабелей, трасс прокладки и др.).

11.2. Предел допустимого значения относительной погрешности измерительного комплекса должен соответствовать значению, определяемому по формуле

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_u^2 + \delta_n^2 + \delta_{oc}^2 + \delta_Q^2 + \sum_{j=1}^j \delta_{дсj}^2}, \quad (11.1)$$

где $\delta_I, \delta_u, \delta_n, \delta_{oc}$ – определения (5.4), значения величин – по паспортам на ТТ и ТН;

δ_Q – предел допустимого значения составляющей суммарной погрешности измерения электроэнергии, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;

$\delta_{дсj}$ – предел допустимой дополнительной погрешности прибора учета от j -го влияющего фактора, %;

j – число влияющих факторов.

11.3. Каждый прибор коммерческого и технического учета аттестуется, а система в целом принимается в эксплуатацию в установленном порядке.

11.4. Система учета электроэнергии оснащается выходами на общий или индивидуальный независимый регистратор событий, фиксирующий все отклонения от нормального режима работы, возникающие в ее первичной цепи, во вторичных цепях тока и напряжения и каналах связи.

11.5. Система учета электроэнергии обеспечивает заданные функции при нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы электрической сети. При этом обеспечивается работа входящих в нее элементов с погрешностями, не превышающими предельные, установленными заводскими техническими условиями (ТУ) на указанные элементы.

11.6. Система учета электроэнергии защищаются от воздействия (сверх установленных ТУ на элементы) электромагнитных полей, механических повреждений и от несанкционированного доступа.

11.7. Для межсистемных линий электропередачи напряжением 500 кВ и выше рекомендуются приборы учета класса точности 0,2.

11.8. Класс точности приборов учета реактивной электроэнергии допускается принимать на одну ступень ниже класса точности соответствующих приборов учета активной электроэнергии.

11.9. Учет активной электроэнергии трехфазного тока на генераторах, присоединениях 110 кВ и выше, как правило, производится с помощью трехфазных трехэлементных счетчиков, имеющих измерительные блоки в каждой фазе.

11.10. Цепи напряжения приборов учета электроэнергии подключаются, как правило, к измерительным ТН электромагнитного типа.

Допускается использование для этих целей емкостных ТН (типа НДЕ) в электрических сетях 500 кВ, а также в послеаварийных режимах в электрических сетях 110 кВ и выше, до восстановления питания цепей напряжения от электромагнитного ТН.

11.11. При присоединении линии через два или более выключателей и наличии ТТ в линии токовые цепи приборов учета присоединяются к этому ТТ.

11.12. Подключение токовых обмоток приборов учета к вторичным обмоткам ТТ выполняется, как правило, отдельно от цепей релейной защиты и совместно с электроизмерительными приборами. Если раздельное их присоединение требует установки дополнительных ТТ, допускается совместное присоединение токовых цепей, если это не приведет к снижению класса точности и надежности цепей ТТ и обеспечит необходимые характеристики устройств релейной защиты.

11.13. Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения, на которые включаются счетчики, и его коэффициент мощности ($\cos\varphi$) должны соответствовать паспортным данным трансформаторов напряжения.

11.14. Подключение приборов учета к ТН осуществляется отдельными кабелями.

12. Рекомендации по организации эксплуатации приборов учета электроэнергии

12.1. Каждая электроустановка обеспечивается утвержденной в установленном порядке:

схемой размещения приборов коммерческого и технического учета электроэнергии, соответствующей полному вводу электроустановки в эксплуатацию в соответствии с проектом.

временной схемой размещения приборов коммерческого и технического учета электроэнергии, соответствующей проекту на пусковой комплекс (при введении в эксплуатацию пусковым комплексом – очередью).

техническим паспортом– протоколом (приложение 8 к настоящей Типовой инструкции).

12.2. Эксплуатация приборов коммерческого и технического учета электроэнергии на объекте с относительными погрешностями выше нормативных значений не допускается.

12.3. Приборы коммерческого учета поверяются и оснащаются креплениями кожухов соответствующие пломбы метрологической службы, а также пломбу энергоснабжающей организации на крышке колодки зажимов прибора коммерческого учета.

12.4. Персонал объекта обеспечивает сохранность прибора коммерческого учета, его пломб и за соответствие цепей учета электроэнергии установленным требованиям.

12.5. Обеспечивается соответствие периодичности, объема поверки приборов коммерческого учета требованиям действующих НТД.

12.6. Положительные результаты поверки приборов учета удостоверяются поверительным клеймом или свидетельством о поверке.

12.7. Приборы технического учета находятся на балансе объекта и обслуживаются его персоналом.

12.8. Журнал, первичной записи показаний приборов учета электроэнергии на объекте, пронумеровываются, прошнуровываются и печатаются ответственным лицом.

12.9. В журнал первичной записи вносятся показания приборов коммерческого и технического учета ежедневно на 00.00 ч средневропейского времени с указанием даты записи и наименования присоединения, а также фамилия и подпись лица, снимающего показания.

Приложение 1
к Типовой инструкции по учету электроэнергии
при ее производстве, передаче и распределении

**О реестре государственной системы
обеспечения единства измерений Республики Казахстан**

В соответствии со статьей 5 Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений» от 7 июня 2000 года уполномоченный орган организует ведение Реестра государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан (далее – Реестр).

Ведение Реестра осуществляется в соответствии с Правилами ведения Реестра государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан, утвержденными приказом Комитета по техническому регулированию и метрологии от 18 ноября 2005 года, которые устанавливают основные требования к структуре, содержанию и порядку ведения Реестра.

Регистрацию объектов реестра осуществляют с целью организации их учета, создания централизованного фонда информационных данных государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан и системного обслуживания информацией по объектам Реестра.

Комитет по техническому регулированию и метрологии организует ведение Реестра следующим разделам:

Раздел 1 эталоны единиц величин;

Раздел 2 утвержденные типы средств измерений;

Раздел 3 утвержденные типы стандартных образцов состава и свойств веществ и материалов;

Раздел 4 методики поверки средств измерений;

Раздел 5 лицензиаты на право производства и ремонта средств измерений;

Раздел 6 объекты аккредитации;

Раздел 7 методики выполнения измерений;

Раздел 8 средства измерений, прошедшие метрологическую аттестацию.

Информация о данных Реестра публикуется в периодических изданиях Комитета по техническому регулированию и метрологии и в специальных информационных сборниках.

Также информация Реестра размещена на web-сайте www.kazinmetr.kz.

Приложение 2
к Типовой инструкции по учету электроэнергии
при ее производстве, передаче и распределении

**Номенклатура элементов расхода электроэнергии
на собственные нужды энергопроизводящих организаций
(тепловых электростанций)**

1. Разгрузка и хранение топлива

Расход электроэнергии на электродвигатели механизмов, обслуживающих принадлежащие энергопроизводящим организациям (далее – электростанции) разгрузочные устройства и склады топлива (вагоноопрокидыватели, краны, скреперы, размораживающие устройства и др.).

2. Топливоподача

Расход электроэнергии на электродвигатели механизмов по подаче и дроблению топлива (лебедки, элеваторы, транспортеры, конвейеры, мазутные насосы, дробилки, механизмы обеспыливания тракта топливоподачи и др.).

3. Котельная установка

Расход электроэнергии на:
размол угля (мельницы и мелющие вентиляторы);
пневматическую подачу пыли (пневмовинтовые насосы);
тягодутьевые установки, дымососы рециркуляции, мельничные вентиляторы, вентиляторы горячего дутья, бустерные и питательные насосы, насосы рециркуляции среды прямоточных котлов, механизмы золоулавливания, золо- и шлакоудаления;
химическую очистку и химическое обессоливание воды (пропорционально добавку воды, восполняющему внутристанционные потери пара и конденсата), дренажные насосы, насосы технического и пожарного водоснабжения;
магнитные сепараторы и электродвигатели прочих механизмов котельной установки: сушилки, промежуточные транспортеры и элеваторы, питатели и шнеки, приводы топочных механизмов, регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели, обдувочные аппараты, компрессоры систем дробеочистки, обдувки поверхностей нагрева и подачи в топку пыли высокой концентрации, а также пневматический инструмент;
механизмы центрального пылезавода.

4. Турбинная установка

Расход электроэнергии на:

электродвигатели циркуляционных насосов и вентиляторов градирен (при наличии общего водоснабжения с расположенными вблизи предприятиями; расход электроэнергии на водоснабжение пропорционален количеству воды, израсходованной электростанцией);

электродвигатели конденсатных насосов и насосов водяных эжекторов турбин, дренажных насосов, регенеративных подогревателей, насосов установок по очистке основного конденсата турбин;

электродвигатели прочих механизмов: масляных насосов, системы смазки и регулирования, перекачивающих и дренажных насосов, насосов подкачки воды в систему циркуляционного водоснабжения;

охлаждение генераторов и трансформаторов, компрессоры воздушных выключателей, двигатель-генераторы аккумуляторных батарей и прочие электродвигатели электроцеха, измерительную и ремонтную мастерские.

5. Теплофикационная установка

Расход электроэнергии на электродвигатели:

сетевых, подпиточных и подкачивающих насосов тепловой сети, установленных на территории электростанции;

конденсатных насосов подогревателей сетевой воды;

пиковых водогрейных котлов;

мазутного хозяйства (пропорционально количеству мазута сожженного пиковыми водогрейными котлами);

насосов установок по химической очистке (пропорционально) добавку воды, восполняющему потери сетевой воды;

прочих механизмов, обслуживающих теплофикационную установку.

6. Дополнительные расходы электроэнергии, связанные с отпуском тепла в виде пара

Расход электроэнергии (пропорционально расходам, восполняющим невозврат конденсата от потребителей пара) на насосы установок по химической очистке и химическому обессоливанию воды, паропреобразовательных, испарительных и выпарных установок.

В расход электроэнергии на собственные нужды включаются также расходы ее на освещение производственных помещений, электроинструмент, электросварку, электродвигатели приспособлений и механизмов для текущего ремонта оборудования, электродвигатели систем отопления и вентиляции производственных помещений.

Приложение 3
к Типовой инструкции по учету электроэнергии
при ее производстве, передаче и распределении

**Номенклатура элементов расхода электроэнергии
на собственные нужды энергопроизводящих электростанций
(гидроэлектростанций)**

1. Гидротехнические сооружения

Расход электроэнергии:

электродвигателями механизмов, обслуживающих плотину, водосбросы, промывные устройства, водозабор гидроэлектростанции (далее – ГЭС), водовыпуски и пр.;

на освещение и отопление помещений сооружений ГЭС и деривации и на обогрев пазов затворов.

2. Напорный бассейн (или аванкамера)

Расход электроэнергии на:

электродвигатели механизмов, обслуживающих напорный бассейн (аванкамеры), промывных устройств;

электродвигатели механизмов, обслуживающих решетки и пазы затворов напорного фронта;

освещение напорного бассейна и отопление помещений, относящихся к сооружениям напорного бассейна (аванкамеры);

обогрев решеток и затворов напорного фронта.

3. Здание ГЭС

Расход электроэнергии на:

электродвигатели, действующие в системе регулирования, в системе технического водоснабжения гидроагрегатов, в системе откачки воды из проточного тракта гидроагрегатов и дренажных вод здания ГЭС;

электродвигатели масляного и пневматического хозяйства ГЭС, системы пожаротушения генераторов и здания ГЭС;

электродвигатели механизмов на открытие-закрытие затворов напорных трубопроводов и подъемных механизмов (кранов, лифтов, лебедок и пр.);

электросварку, электроинструменты, электродвигатели механизмов и станков мастерских по ремонту гидромеханического и электротехнического оборудования;

освещение, отопление и вентиляцию всех без исключения помещений здания ГЭС, а также помещений распределительного устройства и освещение его территории.

Приложение 4
к Типовой инструкции по учету электроэнергии
при ее производстве, передаче и распределении

**Номенклатура элементов расхода электроэнергии
на собственные нужды энергопроизводящих организаций (подстанций)**

1. Номенклатура включает расход электроэнергии на следующие цели:
 - охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов;
 - обогрев, освещение и вентиляцию помещений (ОПУ, ЗРУ, ОВБ аккумуляторной, компрессорной, насосной пожаротушения, здание вспомогательных устройств синхронных компенсаторов, проходной);
 - освещение территории;
 - зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей;
 - питание оперативных цепей и цепей управления (на подстанциях с переменным оперативным током);
 - обогрев ячеек КРУН (с аппаратурой релейной защиты и автоматики, счетчиками или выключателями) и релейных шкафов наружной установки;
 - обогрев приводов и баков масляных выключателей;
 - обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей;
 - обогрев приводов и маслобаков переключающих устройств РПН;
 - обогрев электродвигательных приводов разъединителей;
 - обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях;
 - обогрев агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;
 - питание компрессоров;
 - обогрев воздухохранилищ;
 - вспомогательные устройства синхронных компенсаторов (масляные, циркуляционные и дренажные насосы, задвижки, автоматика);
 - электропитание аппаратуры связи и телемеханики;
 - небольшие по объему ремонтные работы, выполняемые в процессе эксплуатации;
 - прочие: дренажные насосные, устройства РПН, дистилляторы, мелкие станки и приспособления и т.д.
2. К расходу электроэнергии на собственные нужды подстанций относится также расход электроэнергии на электроприемники, наличие которых обусловлено спецификой эксплуатации оборудования подстанций: кондиционирование помещения щита управления (жаркая климатическая зона), обогрев дорожек к оборудованию на открытой части подстанции (в районах с обильными снегопадами) и т.п.

3. В состав электроприемников собственных нужд подстанций не включаются потребители электроэнергии на хозяйственные нужды энергосистем.

Приложение 5
к Типовой инструкции по учету электроэнергии
при ее производстве, передаче и распределении

**Номенклатура элементов расхода электроэнергии
на хозяйственные нужды энергопроизводящих и энергопередающих
организаций**

В номенклатуру входит расход электроэнергии на следующие объекты и виды работ:

1. На энергопроизводящих организациях (далее – электростанциях):
цех централизованного ремонта (центральные ремонтные мастерские, ремонтно-механические мастерские);

ремонтно-строительный цех;

автохозяйство;

склад оборудования и материалов;

базисный склад топлива;

административные здания, включая отдельно расположенные служебные помещения различного назначения: учебные кабинеты, библиотека, медпункт, бытовые помещения, помещения для отдыха ремонтного персонала, помещения специализированных лабораторий, убежища, помещения пожарной и военизированной охраны и т.п.;

монтажные, наладочные и экспериментальные работы, капитальный, средний и аварийно-восстановительные ремонты зданий и оборудования, выполняемые персоналом электростанций или персоналом энергосистемы;

наладочные и экспериментальные работы, выполняемые подрядными организациями, если по условиям договора с подрядчиком электростанция принимает, на себя необходимый для выполнения этих работ расход электроэнергии.

2. В энергопередающих организациях (далее – электрических сетях):

ремонтные, механические и столярные мастерские;

масляное хозяйство;

автохозяйства, базы механизации;

учебные комбинаты и полигоны;

склады оборудования и материалов;

административные здания предприятий и районов электрических сетей и помещения различного назначения: учебные кабинеты, библиотека, медпункт, бытовые помещения, помещения для отдыха ремонтного персонала, помещения специализированных лабораторий, убежища, помещения пожарной и военизированной охраны и т.п.;

монтажные, наладочные и экспериментальные работы, капитальный, средний и аварийно-восстановительный ремонты здания и оборудования, выполняемые персоналом электросетей или персоналом энергосистемы;

наладочные и экспериментальные работы, выполняемые подрядными организациями, если по условиям договора с подрядчиком сетевое предприятие принимает на себя необходимый при выполнении этих работ расход электроэнергии;

служебные и жилые помещения оперативного персонала подстанций и автоматизированных ГЭС с дежурством на дому.

3. В хозяйственные нужды энергосистемы не включается расход электроэнергии предприятиями и учреждениями, административно подчиненными районным энергетическим управлениям, но находящимися на самостоятельном балансе (заводы ремонтно-механические, железобетонных конструкций, кирпичные, деревообрабатывающие, экспериментальные, строительные и строительно-монтажные управления специализированных трестов, лесозаготовки, карьеры, специальные конструкторские и проектные бюро, вычислительные центры).

Расход электроэнергии на отопление, водоснабжение и освещение рабочих поселков, отдельных жилых домов ремонтного и эксплуатационного персонала, столовых, общежитий, гостиниц, клубов, больниц, детских дошкольных учреждений, баз отдыха, профилакториев и т.п. не включается в хозяйственные нужды энергосистемы.

К потребителям электроэнергии на хозяйственные нужды энергосистемы не относятся потребители, присоединенные в порядке исключения к шинам собственных нужд электростанций и подстанции и оплачивающие потребление электроэнергии непосредственно электростанции или электрическим сетям. Расход электроэнергии такими потребителями фиксируется как оплаченный отпуск посторонним потребителям, а в формах отчетности учитывается соответствующими статьями полезного отпуска.

Расход электроэнергии на небольшие по объему ремонтные работы, выполняемые эпизодически в процессе эксплуатации на электростанциях и подстанциях, учитывается как расход на собственные нужды электростанций и подстанций.

К расходу электроэнергии на хозяйственные нужды энергосистемы не относится электроэнергия, потребляемая обмотками синхронных компенсаторов, а также расходуемая на плавку гололеда. Указанные виды расхода входят в потери электроэнергии в электрических сетях.

Всего							
5. Расход на производственные нужды							
Всего							
6. Отпущено потребителям							
Всего							
7. Отпущено в сети подразделений организации и других собственников							
Всего							

8. Потери электроэнергии в стационарной электросети(заполняется только электростанциями, находящимися на самостоятельном балансе)

1. Повышающие трансформаторы и АТ связи _____

2. Распределительные устройства _____

3. Воздушные и кабельные линии и шинопроводы _____

4. Отдельно стоящие ПС _____

Всего _____

9. Допустимый небаланс

Определяется по формуле (5.2) настоящей Типовой инструкции.

10. Баланс электроэнергии на электростанции

10.1. Поступило на шины, всего (1 + 2) _____

10.2. Расход электроэнергии на электростанции, всего (3 + 4 + 5) _____

10.3. Отпуск электроэнергии потребителями в сети подразделений организации, всего (6 + 7) _____

10.4. Фактический небаланс $\frac{(1+2) - (3+4+5) - (6+7) - 8}{1+12} 100\%$

10.5. Допустимый небаланс (9), % _____

10.6. Отпуск электроэнергии с шин электростанции, всего (1 – 3) _____

В том числе по классам напряжения: _____

Председатель комиссии _____

Члены комиссии _____

Всего							
5. Отпущено потребителям							
Всего							
6. Отпущено в сети подразделений организации и других собственников							
Всего							

7. Потери электроэнергии в понижающих трансформаторах

Потери электроэнергии в понижающих трансформаторах определяются расчетным путем на основе графиков нагрузки и технических данных трансформаторов.

8. Допустимый небаланс

Определяется по формуле (5.2) настоящей Типовой инструкции.

9. Баланс электроэнергии на подстанции

9.1. Поступило на шины, всего (1) _____

9.2. Расход электроэнергии на подстанции,
всего (2+3) _____

9.3. Отпуск электроэнергии потребителями в сети подразделений организации, всего (5 + 6)

9.4. Фактический небаланс $\frac{1-(2+3)-(4+5+6)-7}{1}100\%$

9.5. Допустимый небаланс (8),% _____

9.6. Отпуск электроэнергии с шин подстанции,
всего (1 – 2) _____

В том числе по классам напряжения: _____

Председатель комиссии _____

Члены комиссии _____

Приложение 8
к Типовой инструкции по учету электроэнергии
при ее производстве, передаче и распределении

**Паспорт-протокол
измерительного комплекса**

1. Наименование объекта (электростанция, подстанция) _____

2. Наименование присоединения _____

3. Дата ввода комплекса в эксплуатацию _____

4. Основные паспортные и эксплуатационные данные:

4.1. Приборы учета электрической энергии:

№	Наименование показателя	Значение показателя
4.1.1	Обозначение прибора учета по схеме учета электроэнергии:	
	вид учета (Т или К)	
	вид энергии (А или R)	
4.1.2	Тип	
4.1.3	№	
4.1.4	Напряжение	
4.1.5	Ток	
4.1.6	Класс точности	
4.1.7	Схема включения	
4.1.8	Количество тарифов	
4.1.9	Другие данные	

4.2. Трансформаторы тока:

№	Наименование показателя	Значение показателя
4.2.1	Тип	
4.2.2	№	
4.2.3	Класс точности измерительной обмотки	
	фаза А	
	фаза В	
	фаза С	
4.2.4	Коэффициент трансформации	
4.2.5	Допустимая нагрузка	
4.2.6	Фактическая нагрузка	
4.2.7	Другие данные	

4.3. Трансформаторы напряжения:

№	Наименование показателя	Значение показателя
4.3.1	Тип	
4.3.2	№	
4.3.3	Класс точности измерительной обмотки	
	фаза А	
	фаза В	
	фаза С	
4.3.4	Коэффициент трансформации	
4.3.5	Допустимая нагрузка	
4.3.6	Фактическая нагрузка	
4.3.7	Другие данные	

5. Схемы соединения и кабельные связи:

5.1. Токовые цепи:

5.1.1. Схема соединения измерительных обмоток ТТ

5.1.2. Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др.

5.2. Цепи напряжения:

5.2.1. Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др. _____

5.2.2. Допустимое значение потерь напряжения от ТН до прибора учета

5.2.3. Фактическое значение потерь напряжения от ТН до прибора учета

6. Вспомогательные аппараты:

6.1. Автоматические выключатели:

№	Наименование показателя	Значение показателя
6.1.1	Тип	
4.3.2	№	

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток _____, тип защиты и уставка _____ № _____.

6.2. Предохранители:

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток _____, ток плавкой вставки _____.

7. Информационно-измерительная система:

Тип _____, № _____, другие данные _____

8. Погрешность измерения комплекса (расчетная) _____

9. Регистратор событий:

Обозначение по схеме _____, тип _____, № _____, другие данные _____

10. Дата, вид поверки элементов комплекса:

Первичный протокол от _____ 20 ____ г. № _____

11. Дата, наименование выполненных работ:

Первичный протокол от _____ 20 ____ г. № _____

Подписи ответственных лиц:

Библиография

1. Закон Республики Казахстан от 7 июня 2000 года № 53-ІІ «Об обеспечении единства измерений».
2. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-ІІ «Об электроэнергетике»
3. Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года № 603-ІІ «О техническом регулировании».
4. Правила пользования электрической энергией и Правила пользования тепловой энергией. Утверждены Министром энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан 24 января 2005 года.
5. Электросетевые Правила Республики Казахстан. Утверждены заместителем Премьер-Министра Республики Казахстан - Министром энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 24 декабря 2001 года.
6. Об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, для целей коммерческого учета электроэнергии в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан. Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 января 2008 года N 79.