

Утверждено  
Советом СРО Ассоциация  
«ЭнергоПрофАудит»  
Протокол № 04/20  
от «21» сентября 2020 г.

## **СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**

**СРО Ассоциация «ЭнергоПрофАудит»**

### **ПО РАСЧЕТУ ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ. КОТЕЛЬНОЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

**СТО 005 - 2020**

**Москва 2020**



## Предисловие

1 РАЗРАБОТАН: СРО Ассоциация «ЭнергоПрофАудит»  
2 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ: 00.00.2020  
3 ПРОВЕРКА \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Настоящий Стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и/или распространен без разрешения СРО Ассоциации «ЭнергоПрофАудит».

## Содержание

<b>1. Область применения .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Нормативные ссылки.....</b>	<b>4</b>
<b>3. Термины и определения .....</b>	<b>4</b>
<b>4. Обозначения и сокращения .....</b>	<b>5</b>
<b>5. Общие положения .....</b>	<b>5</b>
<b>6. Котельное оборудование.....</b>	<b>5</b>
<b>7. Турбинное оборудование .....</b>	<b>7</b>
<b>8. Оборудование электрического цеха .....</b>	<b>9</b>

## 1. Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные требования к выполнению расчета потенциала энергосбережения при проведении энергетических обследований (энергоаудита) потребителей ТЭР.

1.2 Действие настоящего стандарта распространяется на:

- Членов СРО Ассоциация «ЭнергоПрофАудит» проводящих энергетические обследования,

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения членами СРО Ассоциация «ЭнергоПрофАудит».

## 2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте учтены требования следующих нормативных документов:

- ГОСТ Р 1.4 - 93 «Государственная система стандартизации Российской Федерации. Стандарты отраслей, стандарты предприятий, стандарты научно-технических обществ и других общественных объединений. Общие положения»;

- ГОСТ 1.5 - 2001 «Межгосударственная система стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению»;

- ГОСТ Р 8.563-96 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений»;

- **СТО 001 – 2010 «Стандарт организации по оформлению энергетического паспорта, составленного по результатам энергетического обследования»;**

- **СТО 003 – 2010 «Стандарт организации по определению перечня мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Проведение Энергоаудита.»;**

- Нормативно-методическое обеспечение «Энергетические обследования (энергоаудит) электрических установок и сетей»;

- РД 153-34.0-09.162-00 «Положение по проведению энергетических обследований организаций РАО «ЕЭС России»»;

- РД 153-34.1-09.163-00 «Типовая Программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России».

## 3. Термины и определения

В настоящем стандарте используются термины и определения, данные в документах, указанных в разделе 2:

**потребитель ТЭР** – юридическое лицо (организация), независимо от форм собственности, или индивидуальный предприниматель, использующие ТЭР для производства продукции и услуг, а также на собственные нужды;

**потенциал энергосбережения** – максимальные потери топлива, тепловой, механической и электрической энергии на уровне установки, процесса, цеха, завода, которые возможно полностью или частично вернуть в энерготехнологический цикл с помощью соответствующих энергосберегающих мероприятий

**программа проведения энергетических обследований** – документ, отражающий состав и результат этапов энергоаудита, планы обследования, характеристики обследуемых объектов, схемы, методики и технико-экономические показатели;

**топливно-энергетический ресурс (ТЭР)** – носитель энергии, который используется в настоящее время или может быть использован в перспективе;

**энергетические обследования (энергоаудит)** – обследование потребителей ТЭР с целью установления показателей эффективности использования ТЭР и выработки экономически обоснованных мер по снижению потребления ТЭР;

**энергетический паспорт потребителя ТЭР** – нормативный документ, отражающий баланс потребления и содержащий показатели эффективности использования ТЭР в процессе хозяйственной деятельности объектами производственного назначения, а также содержащий энергосберегающие мероприятия.

## 4. Обозначения и сокращения

КПД – коэффициент полезного действия

НП – некоммерческое партнерство

НТД – нормативно-техническая документация

ПСТВ – подогревателей сетевой воды

СТО – стандарт организации

ТЭС – тепловые электростанции

ТТ - измерительный трансформатор тока

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы

## 5. Общие положения

5.1. Целью настоящего стандарта является установление требований к организации работ по расчету потенциала энергосбережения, при проведении энергетического обследования котельного, турбинного и электрического оборудования.

5.2. При проведении энергетического обследования (энергоаудита) потребителей ТЭР для определения путей повышения энергоэффективности необходимо выявить, на каком уровне обследуемый потребитель ТЭР находится в настоящее время, т.е. рассчитать потенциал энергосбережения.

5.3. Рекомендуемый состав работ при расчете потенциала энергосбережения котельного, турбинного и электрического оборудования приводится в п.п. 6-8.

## 6. Котельное оборудование

6.1 Проверка наличия режимных карт, их своевременного обновления и соответствия нормативным характеристикам. Контроль по каждому котлу ведения режимов в соответствии с режимными картами.

6.2 Проведение режимно-наладочных испытаний (не реже 1 раза в 3 года).

6.3 Контроль за присосами воздуха в топочную камеру и газоходы.

6.4 Использование кислородомеров для контроля за режимом горения топлива и расчета коэффициента избытка воздуха в топках котлов.

6.5 Оценка работоспособности систем авторегулирования в пусковых режимах котлов и качества работ регуляторов.

6.6 Проведение регулярных (не реже 1 раза в месяц) анализов состава продуктов сгорания.

6.7 Организация контроля за параметрами пара и мазута, подаваемых на котлы (температурой и давлением) для форсунок.

6.8 Проверка состояния расходомерных устройств и их соответствия требованиям правил Госстандарта России (топливо, пар, горячая вода и др.).

6.9 Проверка баланса по расходу газа между расходомерами коммерческого учета и расходомерами поагрегатного учета газа на котлах.

6.10 Оценка технического состояния узлов и элементов каждого котла:

- изоляции и обмуровки оборудования и трубопроводов пара и горячей воды, а также арматуры (проверка документов по паспортизации изоляции);

- калориферов для подогрева воздуха, поступающего в ВЗП паровых котлов;

- вспомогательных механизмов котлов: дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц и т.д. (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-гляделок и люков, зашлакованность, режим горения факела и т.д.);

- схем обдувки поверхностей нагрева; организация забора воздуха на котлы (горелки, форсунки, дутье).

6.11 Анализ загрузки котлов по сторонам топки, пароперегревателя в соответствии с режимными картами.

6.12 Контроль работоспособности автоматики на каждом котле (горения, впрыска, продувки и т.д.); оценка расходов пара на впрыск и продувку, сопоставление их с нормативными значениями.

6.13 Выявление причин неплановых пусков котлов, сопоставление фактических затрат топлива, тепла и электроэнергии на пуски с их нормативными значениями.

6.14 Выполнение инструментального обследования котлов с целью оценки их фактического состояния, сооружений, зданий, схем котельного цеха. При обследовании обратить внимание на:

- фактические присосы;

- избытки воздуха в топке при сжигании различных видов топлива;

- значение СО 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.

6.15 Анализ ведения водно-химического режима котлов, в том числе проверка загрязненности поверхностей нагрева: экономайзера, экранов, ВЗП, конвективных труб водогрейных котлов; оценка влияния загрязненности поверхностей на перерасход топлива.

6.16 Анализ проведения очисток котлов от внутренних отложений: обоснованности очисток, расхода топлива и электроэнергии на очистку котлов в сравнении с нормативным (сравнение по чистоте очисток и расходам, включая также расход на водоподготовку на нужды очисток, на обезвреживание отмывочных растворов).

6.17 Анализ консервации котлов: обоснованности технологии, фактических затрат топлива и электроэнергии на консервацию и расконсервацию, на обезвреживание растворов-консервантов.

6.18 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).

6.19 Сопоставление фактических показателей работы котлов и результатов их инструментального обследования с их нормативными значениями и на основе анализа состояния узлов и элементов котлов определение конкретных причин отклонений показателей от нормативных характеристик:

- температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева (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).

6.20 Дополнительный 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 и т.д.);
- наличия подогрева воздуха перед топкой котла;
- потерь тепла на обогрев неработающих котлов горячим воздухом и за счет поддержания необходимой рециркуляции сетевой воды через неработающий котел.

6.21 Оценка эффективности применяемых природоохранных мероприятий, снижающих экономичность работы котлов (впрыска воды в топку, ступенчатого совместного сжигания газа и мазута, рециркуляции дымовых газов), значения энергетических потерь.

## **7. Турбинное оборудование**

7.1 Анализ выдерживания основных параметров по турбинам (свежего пара, пара промперегрева, пара отборов, питательной воды, вакуума и т.д.) в сравнении с нормативным уровнем.

7.2 По температурному напору проверка состояния конденсатора, подогревателей высокого и низкого давления системы регенерации турбин.

7.3 Анализ работы градирен в сравнении с разработанными характеристиками для различных нагрузок и метеорологических условий.

7.4 Анализ работы деаэрационных установок: использования тепла выпара деаэраторов, обоснованности объема выпара, эффективности деаэрации по удалению кислорода, свободной и связанной углекислоты по результатам химического анализа.

7.5 Оценка эффективности работы подогревателей высокого давления: сравнение температуры питательной воды за последним по ходу воды ПВД и за группой ПВД для определения плотности впускного клапана, отсутствие потоков помимо ПВД (при включенном ПВД); проверка схемы отсоса неконденсирующихся газов из ПВД; проверка работы авторегуляторов уровня.

7.6 Проверка соблюдения периодичности проведения режимно-наладочных испытаний турбины и выполнения мероприятий по их результатам.

7.7 Организация инструментального обследования оборудования и трубопроводов турбинного цеха с целью определения тепловой экономичности турбин, регенеративных подогревателей и состояния тепловой изоляции.

7.8 Оценка состояния конденсаторов:

– проверка состояния поверхности теплообмена (определение коэффициента чистоты трубной системы, снижения мощности и перерасхода топлива, связанного с ухудшением вакуума);

– определение количества поврежденных и заглушенных трубок конденсатора;

– сопоставление фактических и нормативных присосов циркулирующей воды в конденсатор по результатам химических анализов, перерасхода химических реагентов на БОУ, связанного с ухудшением качества основного конденсата;

– оценка объема присосов воздуха и проведение контроля воздушной плотности вакуумной системы;

– оценка работы авторегулятора уровня в конденсаторе;

– определение давления (вакуума) в конденсаторе при заданной паровой нагрузке и сопоставление его с номинальным значением;

– проверка технического состояния циркуляционных насосов;

– сравнение фактического и номинального расходов циркулирующей воды через конденсатор;

– оценка обоснованности значения продувки аванкамер градирен.

7.9 Проверка для оценки эффективности работы подогревателей сетевой воды (ПСВ):

– расчетной тепловой производительности и соответствующих ей параметров пара и сетевой воды;

– температурного напора в ПСВ;

– выдерживания температур прямой и обратной сетевой воды в соответствии с графиком тепловой сети;

– расчетного расхода сетевой воды и потерь напора;

– работы схемы отсосов из ПСВ;

– работы регулирующего клапана уровня в ПСВ, отсутствия затопления части трубной системы;

– гидравлической плотности ПСВ по качеству конденсата греющего пара, потерь конденсата при аварийном сливе;

– соотношения работающих и заглушенных трубок ПСВ.

7.10 Анализ указанных в распорядительных документах и инструкциях данных по давлению сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах в соответствии с пьезометрическим графиком города и с учетом его по зонам, оценка фактической подпитки тепловых сетей в сравнении с нормативной и потерь тепла в связи с увеличенной подпиткой, проверка общего состояния теплосетевого оборудования (изоляция подогревателей и трубопроводов, изоляции насосов и арматуры, обводной арматуры в части пропусков помимо подогревателей).

7.11 Проверка соответствия фактического и расчетного расходов сетевой воды на собственные нужды и в тепловую сеть с целью выявления причин несоответствия располагаемой мощности ТЭС подключенной тепловой нагрузке.

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

7.13 Сопоставление фактических показателей работы турбин и результатов их инструментального обследования с нормативными значениями и на основе анализа состояния узлов и элементов определение конкретных причин отклонений показателей от нормативных характеристик и резервов экономии топлива по:

- удельному расходу тепла на выработку электроэнергии;
- давлению отработавшего пара в конденсаторе;
- температуре питательной воды по ступеням нагрева;
- параметрам свежего пара и пара после промперегрева;
- расходам электроэнергии на собственные нужды (циркуляционные и конденсатные насосы); затратам электроэнергии на пуски;
- расходам тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию производственных зданий), потерям тепла при пусках.

## **8. Оборудование электрического цеха**

8.1. Проверка эффективности работы оборудования и систем, находящихся в ведении электрического цеха: резервных трансформаторов собственных нужд (нормально включены или отключены), освещения во всех помещениях, устройства вентиляции и электрического отопления помещений, режимов работы генераторов и охлаждающих сред, систем утилизации тепла охлаждающих агентов и т.д.

Требования к оптимальности загрузки электротехнического оборудования должны быть увязаны с надежностью его работы.

8.2. Анализ схем питания собственных нужд ТЭС и потребительских КРУ с целью: проверки выполнения требований о недопустимости подключения к шинам собственных нужд сторонних потребителей (при выявлении фактов подключения проверка порядка учета электроэнергии по этим линиям и ее списания); оценки правильности учета и списания электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды ТЭС (в случае наличия производственных нужд провести по ним аналогичную проверку), оценки сведения ежемесячного баланса электроэнергии на ТЭС.

8.3. Проверка состояния схем и средств учета электроэнергии с целью:

- выявления соответствия класса точности расчетных счетчиков предъявляемым требованиям;
- проверки отсутствия паек в электропроводах к счетчикам расчетного учета;
- наличия на счетчиках двух пломб:
  - на винте, крепящем кожух счетчика, - пломбы госповерителя;
  - на зажимной крышке - пломбы энергоснабжающей организации;
- выявления соответствия класса точности счетчиков реактивной энергии предъявляемым требованиям (на одну ступень ниже класса точности активного счетчика);
- выявления в схемах учета электроэнергии других включенных приборов и устройств, влияющих на точность учета или на приборы учета, включенных в схемы РЗА и т.п.;
- оценки загрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов с определением (инструментально) значений токов ТТ за одни сутки (в будни);

– численной оценки средних потерь (без учета кратковременных экстремальных нагрузок) в цепях напряжения расчетных счетчиков технического учета;

– проверки наличия утвержденной руководителем схемы размещения приборов расчетного и технического учета электрической энергии, соответствующей полному вводу электроустановки в эксплуатацию в соответствии с проектом; контроля периодичности и объемов проверки расчетных счетчиков, их калибровки в соответствии с местной инструкцией.

8.4. Проверка расчета и учета потерь электроэнергии в главных трансформаторах электростанции.

8.5. Контроль исполнения анализа достоверности учета электроэнергии по фактическому и допустимому небалансу, а также анализа расчетов предела допустимой относительной погрешности.

8.6. Проверка помещений и температурного режима в тех из них, где установлены приборы учета (не ниже 0° и не выше 40 °С).

8.7. Проверка на ТЭС с поперечными связями наличия счетчиков технического учета на стороне генераторного напряжения повышающих трансформаторов (для контроля правильности показаний рабочих генераторных счетчиков).

8.8. Проверка соответствия класса точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков (не более 0,5). При первичном обследовании ТЭС проверка реальной погрешности ТТ для коммерческого учета на всех присоединениях.

8.9. Проверка уровня загрузки для определения оптимальности режима работы трансформаторов ТЭС (главных, резервных, трансформаторов собственных нужд) и генераторов для определения возможных потерь при отклонении загрузки оборудования от оптимальной. Требования к оптимальности загрузки оборудования не должны влиять на надежность работы электротехнического оборудования.

8.10. Проверка режимов эксплуатации электролизной установки на соответствие требованиям НТД: расходов реагентов, воды, тепла и электроэнергии на собственные нужды.