



**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
по анализу энергетической
эффективности трансформаторов
(при проведении экспресс-энергоаудита)**

Май, 2019 год

Оглавление

1	Введение.....	4
2	Область применения	5
3	Нормативные ссылки	5
4	Термины и определения.....	7
5	Сокращения.....	8
6	Общие положения	9
6.1	Требования к группе проведения экспресс-аудита	10
6.2	Требования к Заказчикам экспресс-аудита	11
6.3	Заинтересованные стороны	11
7	Процесс проведения энергетического экспресс-аудита	11
7.1	Основные этапы проведения энергетического экспресс-аудита ТП.....	12
8	Экспресс-энергоаудит трансформаторных подстанций	16
8.1	Сбор исходной информации.....	16
8.2	Визуальный осмотр	17
8.3	Инструментальное обследование.....	18
8.4	Анализ основных характеристик трансформаторов	23
8.5	Анализ эффективности типовых мероприятий	28
8.6	Определение финансовой эффективности и ориентировочных затрат	33
8.6.1	Определение потенциала энергосбережения.....	33
8.6.2	Определение уровня затрат	35
8.6.3	Определение простого срока окупаемости	39
	Приложение 1 Опросный лист для подстанций	40
	Приложение 2 Анализ основных характеристик подстанций.....	41
	Приложение 3 Анализ эффективности типовых мероприятий.....	41
	Приложение 4 Ранжирование мероприятий по финансовой привлекательности.....	41
	Список литературы.....	43

Данный методический материал разработан:

в рамках проекта ПРООН-ГЭФ и Правительства РК «Стандарты, сертификация и маркировка энергоэффективности электрических бытовых приборов и оборудования в Казахстане» совместно с ТОО «Energy Partner».

Рабочая группа:

- Кибарин А. А. – Председатель экспертного совета ОЮЛ «Казахстанская Ассоциация Энергоаудиторов»;
- Литвинов В. К. – Член экспертного совета ОЮЛ «Казахстанская Ассоциация Энергоаудиторов»;
- Фролов А В. – Энергоаудитор ТОО «Energy Partner».

Введен: Впервые.

Рекомендован:

Объединение юридических лиц «Казахстанская Ассоциация Энергоаудиторов».

1 Введение

Потребление энергии в мире стремительно растет, что ставит под угрозу экономическую и экологическую безопасность развития человечества. Под воздействием энергетического кризиса промышленно развитые страны мира провели масштабную структурную перестройку экономики в направлении снижения доли энергоемких производств. Так, энергоемкость машиностроения и особенно сферы услуг в 8-10 раз ниже, чем в топливно-энергетическом комплексе или в металлургии. Структурная перестройка в направлении энергосбережения принесла до 20 % экономии топливно-энергетических ресурсов в расчете на единицу ВВП.

Важным резервом повышения эффективности использования энергии является совершенствование технологических процессов функционирования аппаратов и оборудования. Несмотря на то, что это направление является весьма капиталоемким, тем не менее эти затраты в 2-3 раза меньше расходов, необходимых для эквивалентного повышения добычи (производства) топлива и энергии. Основные усилия в этой сфере направлены на совершенствование двигателей и всего процесса использования топлива.

Учитывая глобальные энергетические вызовы 21 века, Республика Казахстан определила для себя новый политический курс социально-экономического развития, в котором взят вектор на повышение энергетической и экологической безопасности и стабильности. Одним из приоритетов развития энергетического сектора является энергосбережение и повышение энергоэффективности. Создание устойчивой модели развития экономики Казахстана невозможно без решения вопросов повышения энергоэффективности и энергосбережения. Правительство страны исходит из понимания того, что политика эффективного и рационального потребления энергоресурсов должна привести к сдерживанию роста их потребления и существенному сокращению уровня воздействия на окружающую среду [1, 2]. 13 января 2012 года в Казахстане принят Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», определяющий правовые, экономические и организационные основы деятельности в области энергосбережения и энергоэффективности. 30 мая 2013 года принята «Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике» до 2050 года, в которой вопросы энергосбережения и повышения энергоэффективности рассматриваются как одни из ключевых в снижении энергоемкости ВВП.

Как показывает мировой опыт, огромный потенциал энергосбережения и повышения энергоэффективности имеется в промышленном секторе. И одним из первых шагов в определении этого потенциала является проведение энергоаудита.

Энергетический аудит является одной из форм реализации государственной политики Республики Казахстан по энергосбережению, направленной на снижение энергоемкости ВВП и повышение энергоэффективности экономики путем снижения энергопотребления и сокращения неэффективного использования топливно-энергетических ресурсов.

Основная доля потребления электроэнергии приходится на трансформаторы и электродвигатели, поэтому внедрение данного энергоэффективного электротехнического оборудования является главной задачей производства. К настоящему времени специализированных Методических разработок по энергоаудиту и экспресс-аудиту

промышленного электротехнического оборудования в Казахстане нет, а необходимость в них велика.

Предлагаемое методическое пособие по экспресс-аудиту ориентировано на ограниченное число объектов обследования, а именно на трансформаторы и разработано для повышения качества проведения экспресс-аудита электротехнического оборудования предприятия. Важность настоящей методики состоит в том, что она является одной из первых в серии унифицированных методик для подготовки квалифицированных экспертов и позволит решить проблему с кадрами для проведения экспресс-аудита, позволит проводить энергоаудиты по унифицированным методикам, усовершенствованным схемам контроля и проверки.

Разработчиком настоящей методики является ТОО «Energy Partner», работы велись при методической и финансовой поддержке проекта ПРООН-ГЭФ «Стандарты, сертификация и маркировка энергоэффективности электрических бытовых приборов и оборудования в Казахстане».

2 Область применения

Целью разработки настоящей методики является определение базового стандартного подхода при энергетическом обследовании трансформаторов. Пособие по энергоаудиту позволит правильно оценить потери и эффективность работы трансформаторов, используя инструментальное обследование на предприятиях РК, внедрить новые энергосберегающие технологии для эксплуатируемого оборудования, применять энергоэффективные трансформаторы с минимальными потерями.

В ходе проведения экспресс-аудита подстанций, энергоаудиторы должны провести оценку энергоэффективности дорогостоящего оборудования, которое при внезапной аварии может нанести значительный ущерб предприятию и даже стать причиной полной остановки его деятельности, это является ответственной и сложной задачей.

В фокусе внимания методических рекомендаций – распределительные трансформаторы ввиду их распространённости и относительной простоты анализа их работы. Трансформаторы подстанций с напряжением более 35 кВ и мощностью более 2500 кВА не рассматриваются в настоящей методике.

3 Нормативные ссылки

В данном методическом руководстве использованы ссылки на следующие нормативные документы:

- Закон Республики Казахстан от 13 января 2012 года № 541-IV «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.12.2018 г.);
- Закон Республики Казахстан от 7 июня 2000 года № 53-II «Об обеспечении единства измерений» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.10.2015 г.);
- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 400 «Об утверждении Правил проведения энергоаудита» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.07.2017 г.);
- СТ РК ИСО 50002-2015 «Системы энергетического менеджмента. Аудит в области энергетики. Требования и руководство по его проведению»;

- Международный стандарт ИСО 50001:2018(E) Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению;
- Методика по предоставлению субъектами Государственного энергетического реестра информации, необходимой для формирования и ведения Государственного энергетического реестра (утверждена приказом и.о. президента АО «Казахэнергоэкспертиза» от 4 февраля 2014 года № 09-38-71);
- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 387 «Об утверждении Правил формирования и ведения Государственного энергетического реестра» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2017 г.);
- Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 года № 577 «О Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике»;
- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 ноября 2015 года № 1123. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 декабря 2015 года № 12587 «Об утверждении Правил проведения аттестации кандидатов в энергоаудиторы»;
- Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 26 марта 2015 года № 234 «Об утверждении Правил работы с персоналом в энергетических организациях Республики Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.07.2016 г.);
- Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
- Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 123 «Об утверждении Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 «Об утверждении Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок» (с изменениями от 25.12.2017 г.);
- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 407. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 июня 2015 года № 11321. Об установлении требований по энергоэффективности технологических процессов, оборудования, в том числе электрооборудования;
- ГОСТ 14695-80 (СТ СЭВ 1127-78) Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВ·А на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия (с Изменениями № 1-5);
- СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»;
- МДК 1-01.2002. Методические указания по проведению энергоресурсаудита в жилищно-коммунальном хозяйстве;
- ГОСТ 16962—71 Изделия электронной техники и электротехники. Механические и климатические воздействия. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ 3484.2-88. Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев;
- ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия;
- ГОСТ 30830-2002 Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения
- РД 153-34.0-20.363-99 Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ.

4 Термины и определения

В данном методическом руководстве использованы следующие термины и определения:

Анализ информации по энергопотреблению - определение показателей энергетической эффективности и резервов энергосбережения на основе собранной документальной информации и инструментальных данных обследования;

Государственный энергетический реестр - систематизированный свод информации о субъектах Государственного энергетического реестра.

Заказчик – юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, имеющие на своем балансе здания, сооружения, промышленные предприятия, потребляющие топливно-энергетические ресурсы.

Инструментальное обследование - измерение и регистрация характеристик режимов работы и энергопотребления энергетических установок предприятий, при помощи стационарных или переносных измерительных и регистрационных приборов;

Класс энергоэффективности электрического энергопотребляющего устройства - уровень экономичности энергопотребления электрического энергопотребляющего устройства, характеризующий его энергоэффективность на стадии эксплуатации;

Масляный трансформатор - Трансформатор с жидким диэлектриком, в котором основной изолирующей средой и теплоносителем служит трансформаторное масло;

Обмотка - совокупность витков, образующих электрическую цепь с целью получения одного из напряжений трансформатора. Примечание — Для трехфазного трансформатора под «обмоткой» подразумевается совокупность соединяемых между собой обмоток одного напряжения всех фаз (МЭС 421-03-01);

Показатель энергетической эффективности - количественная характеристика уровней рационального потребления и экономного расходования ТЭР при создании продукции, реализации процессов, проведении работ и оказании услуг, выраженная в виде абсолютного, удельного или относительного показателя их потребления (потерь);

Потенциал энергосбережения - количество ТЭР, которое можно сберечь в результате реализации технически возможных и экономически оправданных мер, направленных на эффективное их использование и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии при условии сохранения или снижения техногенного воздействия на окружающую и природную среды;

Потребитель ТЭР - юридическое лицо (организация), независимо от формы собственности, индивидуальный предприниматель, использующие топливно-энергетические ресурсы для производства продукции, услуг, а также на собственные нужды;

Разработка рекомендаций и программ по энергосбережению - определение организационных, технических и технологических предложений, направленных на повышение энергоэффективности объекта энергетического обследования, с обязательной оценкой экономической и технической возможностей их реализации, прогнозируемого технико-экономического эффекта;

Сбор документальной информации - сбор данных о потребителе ТЭР, производстве продукции, услуг, технологических параметрах, технико-экономических

показателях и т.п., необходимых для расчета показателей энергетической эффективности объекта;

Силовой трансформатор - статическое устройство, имеющее две или более обмотки, предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного напряжения и тока в одну или несколько других систем переменного напряжения и тока, имеющих обычно другие значения при той же частоте, с целью передачи мощности (МЭС 421-01-01).

Сухой трансформатор - трансформатор, в котором основной изолирующей средой служит атмосферный воздух или другой газ или твердый диэлектрик, а охлаждающей средой атмосферный воздух

Топливо-энергетические ресурсы – совокупность природных и произведенных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности;

Энергетическая эффективность (энергоэффективность) - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта;

Энергосберегающее оборудование - оборудование, позволяющее повысить эффективность использования энергетических ресурсов;

Энергосберегающий материал - материал, позволяющий повысить эффективность использования энергетических ресурсов;

Энергетический аудит (энергоаудит) - сбор, обработка и анализ данных об использовании энергетических ресурсов в целях оценки возможности и потенциала энергосбережения, подготовка заключения;

Энергетические ресурсы - совокупность природных и произведенных носителей энергии, запасенная энергия которых используется в настоящее время или может быть использована в перспективе в хозяйственной и иных видах деятельности, а также виды энергии (атомная, электрическая, химическая, электромагнитная, тепловая и другие виды энергии);

Эффективное использование энергетических ресурсов - достижение технически возможного и экономически оправданного уровня использования энергетических ресурсов;

Энергоаудиторская организация – юридическое лицо, осуществляющее энергоаудит;

Энергоаудитор – физическое лицо, имеющее аттестат энергоаудитора в области энергосбережения и повышения энергоэффективности;

Энергосервисная компания – юридическое лицо, выполняющее за счет собственных и (или) привлеченных средств в рамках энергосервисного договора работы (услуги) в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, в том числе с привлечением подрядных организаций;

Энергосбережение - реализация организационных, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов.

5 Сокращения

В этом методическом руководстве применены следующие обозначения и сокращения:

КПД - коэффициент полезного действия;
ЭЭ – электроэнергия;
ЭД - электродвигатель;
ГЭР - Государственный энергетический реестр;
ВВП – валовый внутренний продукт;
ТЭР - топливно-энергетические ресурсы;
ЭЭА – экспресс-энергоаудит;
ТП – трансформаторная подстанция;
РП – распределительный пункт;
РУ – распределительное устройство;
УПП – устройства плавного пуска;
СМР – строительные-монтажные работы;
УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;
ТЭО – технико-экономическое обоснование.

6 Общие положения

Основной задачей энергетического экспресс-аудита является определение небольшого количества наиболее значимых стратегических направлений и сравнительно недорогих мероприятий, направленных на достижение плановых показателей промышленного предприятия в области энергоэффективности и энергосбережения.

Энергетический экспресс-аудит может проводиться по сокращенной программе с минимально необходимым использованием приборного оборудования и может носить характер, ограниченный по объему работ и времени проведения. При этом, как правило, производится оценка эффективности использования одного или нескольких из видов ТЭР (электрическая и тепловая энергии; твердое, жидкое или газообразное топливо), вторичных энергоресурсов, функционирования отдельной группы оборудования (отдельного агрегата) либо отдельных показателей энергоэффективности и т. д.

Потери в распределительных трансформаторах составляют значительную часть общих потерь в системах передачи и распределения энергии. Так, например, проведенный в конце XX века анализ работы сетей передачи и распределения энергии тихоокеанского побережья США показал, что потери в распределительных трансформаторах составляют более 30 %, в то время, как в трансформаторах питающих подстанций теряется только 2 %. Аналогичная картина имеет место и в отечественных распределительных трансформаторах. Учитывая значительное количество таких трансформаторов в энергосистеме, и большой срок их службы, такие трансформаторы представляют собой значительный резерв энергосбережения. Поэтому с точки зрения энергосбережения повышение эффективности распределительных трансформаторов всего на 0,1 % уже оправдано, поскольку такие трансформаторы постоянно находятся под напряжением и при их круглосуточной и круглогодичной работе экономия от снижения потерь холостого хода (х.х.) в течение 20...30 лет получается довольно значительной.

Экономия потребляемой предприятиями электрической энергии достигается путём снижения потерь при преобразовании энергии в трансформаторах, а также через оптимизацию режимов их эксплуатации.

В ходе проведения экспресс-аудита трансформаторов, энергоаудиторы должны провести оценку энергоэффективности и режимов их работы. Должны быть предложены

мероприятия по снижению потерь в трансформаторах. Экспресс-аудит является оптимальным решением для предварительной диагностики и оценки положения дел на предприятии с тем, чтобы решить, до какого уровня имеет смысл проводить углубленный анализ эффективности использования ТЭР и какие дополнительные средства для этого искать. Экспресс-аудит рекомендуется выполнять в максимальном соответствии с утвержденными Правилами проведения энергоаудита.

Субъектами ЭЭА являются: Заказчик - промышленное предприятие и Исполнитель энергетического аудита – энергоаудиторская компания. Правовой основой ЭЭА являются Закон РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», «Правила проведения энергоаудита», СТ РК ИСО 50002-2015, а также другие нормативные акты в данной сфере деятельности. По форме проведения ЭЭА может быть только добровольным. ЭЭА осуществляют за счет средств заинтересованных субъектов. Сроки проведения ЭЭА зависят от его вида и объекта, потребляющего ТЭР, размеров объекта и величины потребления ТЭР. Сроки проведения могут быть скорректированы по согласованию с Заказчиком за счет увеличения числа энергоаудиторов или уменьшения объема работ.

В процессе аудита выполняется:

- определение потенциала снижения потребления электроэнергии;
- выбор наиболее подходящих мероприятий для экономии денежных средств и энергоресурсов.

В данной методике рассмотрены типовые мероприятия для каждого из направлений проведения экспресс-аудита и способы определения всех используемых параметров для оценки актуальности применения каждого мероприятия.

6.1 Требования к группе проведения экспресс-аудита

Группа по экспресс-аудиту для выполнения работ по данной методике может состоять из двух или более энергоаудиторов. Группа по экспресс-аудиту должна соответствовать требованиям «Правил проведения аттестации кандидатов в энергоаудиторы». Кроме того, группа по экспресс-аудиту должна соответствовать следующим требованиям:

1. Эксперты энергоаудиторы должны иметь специальное образование в области знаний, которые соответствуют направлению его деятельности при проведении ЭЭА;

2. Эксперты, проводящие инструментальные измерения должны иметь разрешительные документы, знания основ норм и правил испытания электрооборудования и Группу допуска не ниже IV;

3. Иметь в наличии следующий приборный парк:

а. Тепловизор (включенный в реестр средств измерения РК) -1 шт. (верхний предел температурного диапазона должен быть не менее 200 °С, нижний – 5 °С; чувствительность 0,1 °С; наличие системы записи и хранения термограмм и фотографий);

б. Токовые клещи – 1 шт. с функцией определения параметров: (cosφ, ВАр, Вт, Вольт, Ампер);

с. Анализатор качества электроэнергии (включенный в реестр средств измерения РК) – 1 шт.;

Примечание: на момент проведения работ все приборы должны иметь действующий сертификат о поверке или первичной поверке.

4. Группа должна иметь в своём составе не менее одного аттестованного энергоаудитора, обладающего опытом проведения энергоаудитов не менее 5 лет и имеющий опыт энергоаудита трансформаторов.

5. Руководитель группы по ЭЭА должен обладать дополнительными знаниями и навыками по руководству энергоаудитом для результативного и эффективного проведения энергоаудита (планирование энергоаудита, предупреждение и разрешение конфликтов, подготовка и оформление отчета по энергоаудиту и т.д.).

6.2 Требования к Заказчикам экспресс-аудита

До начала проведения ЭЭА Заказчик совместно с Руководителем группы по ЭЭА уточняют вопрос обеспечения энергоаудиторской группы рабочими местами, взаимодействия энергоаудиторов с представителями Заказчика, при необходимости предварительного обучения представителей Заказчика, привлеченных к проведению ЭЭА, подготовки и предоставления необходимых документов, материалов, справок и т.п.

Обучение работников объекта, потребляющего ТЭР, должно предусматривать ознакомление с порядком заполнения опросных листов, использованием измерительной аппаратуры, правилами проведения измерений и т.п.

Заказчик должен определить со своей стороны ответственное лицо (или лица) для проведения работ по экспресс-аудиту. Ответственное лицо (или лица) должно обеспечить предоставление следующей информации:

1. Заполненный проект опросного листа;
2. Паспортные данные оборудования;
3. Прочую информацию, необходимую для выполнения работ.

6.3 Заинтересованные стороны

Объектами экспресс-аудита согласно настоящей методики являются:

- промышленные и производственные предприятия любой отрасли;
- общественные здания, культурные заведения;
- школы, больницы, государственные предприятия;
- объекты инфраструктуры и т.д.

Энергоаудиторы. При проведении работ, согласно данной методики, энергоаудиторы получают возможность использовать стандартный и общепринятый подход. Результаты выполнения работ можно будет объективно оценивать, согласно данной методики.

Энергосервисные компании. Данная методика будет служить инструментом выполнения работ по определению потенциальных затрат и выгод при внедрении мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Производители эффективных технологий. У производителей высокотехнологичного и качественного оборудования появляется дополнительный спрос и возможности расширение рынка.

7 Процесс проведения энергетического экспресс-аудита

Экспресс-аудит соответствует требованиям СТ РК ИСО 50002-2015, в соответствии с которым существуют 3 вида проведения аудита. Виды аудита, изложенные в СТ РК ИСО 50002-2015 не являются абсолютными требованиями. Заказчик, на стадии разработки технического задания и при согласовании программы ЭЭА, может регулировать уровень

детализации энергоаудита между видами 1 и 3, подходящими для нужд организации. Вид первый представляет минимальный уровень детализации, который может называться ЭЭА. Однако, при проведении ЭЭА трансформаторных подстанций(далее ТП), минимального уровня детализации недостаточно.

Если предусматриваются дополнительные измерения, Заказчик и Энергоаудиторская организация должны, как правило, согласовать масштаб необходимых измерений до проведения аудита. Для аудита вида 2 желательно, чтобы организация и аудитор согласовали текущий или базовый тариф, который применяется для финансового анализа. Настоящая методика описывает проведение работ согласно 1 и 2-му виду проведения работ по аудиту согласно СТ РК ИСО 50002-2015:

- Документальное обследование, сбор данных (полные списки и характеристики трансформаторов на объекте, включающие паспортные данные, описание оборудования, график работы, энергопотребление, коэффициенты нагрузки и оценки факторов нагрузки, включая показания счетчиков, данные о размещении);

- Ограниченное обследование, проведение выборочных измерений;

- Подробный анализ потребления энергоресурсов, подробный баланс потребления, оценка потенциала энергоэффективности;

- Определение набора конкретных и реализуемых возможностей улучшения энергоэффективности, включая краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные действия с экономией энергии

- Предоставление согласованного экономического анализа, как правило, включающего простую окупаемость, но может содержать методы, такие как внутренняя норма прибыли или чистая текущая стоимость.

7.1 Основные этапы проведения энергетического экспресс-аудита ТП

В нормативных документах Республики Казахстан нет требований по этапам проведения ЭЭА. Поэтому последовательность проведения экспресс-аудита должна соответствовать требованиям «Правил проведения энергоаудита». Структурная схема последовательности проведения ЭЭА представлена на рисунке 1. Поскольку ЭЭА проводится на добровольной основе, то по итогам ЭЭА не оформляется заключение. Оформляется отчет о проведенном экспресс энергоаудите, и выдаются рекомендации по выполнению мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.



Рисунок 1 Этапы проведения экспресс-аудита

Подготовительный этап - должен предусматривать встречу с Заказчиком; предварительное ознакомление Группы энергоаудита с объектом ЭЭА; посещение энергоаудиторами объекта, потребляющего ТЭР; получение первичной информации, ее анализ и разработку плана ЭЭА; согласование плана проведения ЭЭА с Заказчиком; определение лиц со стороны Заказчика для участия в проведении ЭЭА; работу с Заказчиком по заполнению опросных листов, сбор дополнительной исходной информации.

Измерительный этап - должен предусматривать работу энергоаудиторов на объектах ЭЭА, включающую визуальное обследование трансформаторных подстанций, определение их соответствия документации, необходимые измерения, связанные с определением энергоэффективности трансформаторов и возможным потенциалом энергосбережения.

Аналитический этап - должен предусматривать выполнение анализа полученных результатов, оценку потенциала энергосбережения и основных технико-экономических показателей эффективности использования ТЭР, разработку рекомендаций по энергосбережению, технико-экономическую оценку эффективности приоритетного перечня энергосберегающих мероприятий, составление отчета по результатам проведения ЭЭА.

По результатам энергоаудита энергоаудиторская организация передает Заказчику отчет и проводит презентацию основных результатов ЭЭА. Также энергоаудиторская организация, если это предусмотрено в договоре может проводить мониторинг результатов внедрения рекомендованных мероприятий, консультативное сопровождение выполнения рекомендаций по энергоэффективности, мониторинг и оценку достижения поставленных результатов и ожидаемого экономического эффекта.

На рисунке 2 представлена блок-схема проведения экспресс-аудита трансформаторных подстанций.



Рисунок 2 Блок-схема проведения экспресс-аудита трансформаторных подстанций

Работы проводятся в соответствии с картой процесса проведения экспресс-аудита представленной в таблице 1.

Кроме основных задач энергоаудита по определению потенциала снижения потребления электроэнергии и выбора наиболее подходящих мероприятий для экономии денежных средств и энергоресурсов, задачами экспресс-аудита трансформаторов могут быть: изучение технического состояния и рекомендации по мероприятиям дополнительного диагностического контроля, ремонту, модернизации, реконструкции или замены для обеспечения безаварийного и безопасного выполнения технологических функций. Рекомендации могут быть сформулированы на основе инструментального обследования трансформаторов.

Таблица 1 Карта процесса проведения экспресс-аудита.

№ п/п	Наименование этапа	Задачи этапа	Результат	Ответственная сторона	Примечание
1	Подготовительный этап	Сбор исходной информации	Проект опросного листа	Заказчик	Заказчик заполняет опросный лист, указав основные паспортные и эксплуатационные характеристики обследуемого оборудования
		Предварительный анализ информации		Группа по экспресс-аудиту	Формирование программы посещения объекта и выполняемых работ
2	Измерительный этап	Визуальный осмотр	Подписанные опросные листы	Группа по экспресс-аудиту	Посещение объекта, проведение осмотра каждого объекта аудита, сбор недостающей информации и т.д.
		Измерения	Проект протокола измерений	Группа по экспресс-аудиту	На выбранных участках производятся измерения приборами энергоаудиторов либо используются штатные приборы с функцией регистрации данных.
3	Аналитический этап	Анализ измерений	Протокол измерений	Группа по экспресс-аудиту	Определяются все основные параметры
		Выполнение расчётов	Заполненные формы согласно приложений к настоящей методике	Группа по экспресс-аудиту	Выявляются наиболее актуальные мероприятия для рассматриваемых объектов экспресс-аудита
		Ранжирование мероприятий по ЭЭ и финансовым показателям		Группа по экспресс-аудиту	Определяется перечень наиболее экономически целесообразных и рациональных мероприятий
		Оформление отчёта по экспресс-аудиту	Отчёт по аудиту	Группа по экспресс-аудиту	Отчёт включает в себя перечень предлагаемых мероприятий, заполненные формы
На этом работы по экспресс-аудиту завершены, дальнейшее решение о внедрении мероприятий переходит на заказчика, настоящая методика несёт большую неопределённость в области определения потенциала энергосбережения, поэтому перед внедрением требуется проведение технико-экономического обоснования для предлагаемых мероприятий					
Дальнейшие работы по реализации мероприятий, не входящие в объём настоящей методики		Определяются мероприятия для реализации	Программа энергосбережения предприятия	Заказчик	
		ТЭО	На каждое мероприятие готовится подробное ТЭО	Заказчик	
		СМР	Осуществляется реализация мероприятия	Заказчик	

8 Экспресс-энергоаудит трансформаторных подстанций

8.1 Сбор исходной информации

Для анализа потенциала энергосбережения на трансформаторной подстанции необходим сбор основных сведений и информации, требуемый для определения возможных мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Процесс сбора информации как правило начинают с заполнения опросных листов. Энергоаудитор может дистанционно запрашивать общую информацию по трансформаторам, паспортные данные и т.д. Вся собранная информация должна быть пригодна для заполнения таблицы, приведённой в Приложение 1 Опросный лист для подстанций, где дан пример опросного листа, который необходимо заполнить специалисту, проводящему аудит непосредственно на месте обследуемых объектов, совместно с обслуживающим персоналом.

Сбор и анализ информации о предыстории работы трансформатора необходим для предварительной оценки его технического состояния, режимов работы и последующих рекомендаций по повышению энергоэффективности. Должна быть использована нижеследующая информация о трансформаторах:

1. Существующая техническая документация на трансформатор:

- тип трансформатора;
- заводской номер;
- год изготовления;
- условное обозначение схемы и группы соединения обмоток;
- номинальный режим (указывают, если режим отличается от продолжительного);
- номинальная мощность в КВа;
- номинальные напряжения трансформатора и напряжения ответвлений;
- номинальные токи обмоток на основном ответвлении в амперах;
- напряжение короткого замыкания на основном ответвлении в процентах (для трехобмоточных трансформаторов указывают напряжение короткого замыкания всех пар обмоток);
- уровень изоляции обмотки и ее нейтрали;
- класс нагревостойкости изоляции - только для сухих трансформаторов;
- потери холостого хода;
- потери короткого замыкания на основном ответвлении во всех парных режимах;
- ток холостого хода;
- сопротивление обмоток постоянному току;
- сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции трансформатора.

2. Эксплуатационная документация и протоколы штатных измерений и испытаний:

- год ввода в эксплуатацию;
- данные приемосдаточных испытаний и данные заводских замеров;
- статистика замеров, проводимых при ремонте и испытаниях трансформаторов;
- дата, вид испытания и полученный результат;
- число пусков;
- наработка трансформаторов, в том числе после капитального ремонта.

3. Журнал ремонта:

- отказы и аварийные остановы, их причины;

- дата, вид ремонта (профилактический, аварийно – восстановительный, капитальный, и т.д.), краткий перечень произведенных работ;

- сведения о заменах отдельных элементов.

4. Электрическая схема подключения трансформатора.

После получения предварительной информации от заказчика согласно опросного листа энергоаудитор должен сформировать планируемые измерения. Зачастую количество обследуемых трансформаторов велико и проведение измерений на каждом является нецелесообразным. Соответственно энергоаудитор должен определить перечень измерений на трансформаторах где это будет актуальным.

Выбор актуальной группы трансформаторов для измерений – там, где возможный потенциал энергосбережения максимальный и там, где потенциал энергосбережения минимальный, т.е. те места, где измерения анализатором качества будут точно произведены и те места, на которые не будет уделяться внимание энергоаудитора.

Решение о местах выполнения измерений должно исходить из его суммарного потребления электроэнергии и установленной мощности. Окончательное решение об объёме выполняемых измерений принимается энергоаудитором совместно с заказчиком.

После определения и согласования мест измерений энергоаудитор приступает к измерительному этапу, включая все необходимые сопутствующие работы: сбор дополнительных данных, визуальное обследование и т.д.

Для сбора исходной информации и предварительного анализа можно использовать типовой опросный лист (Приложение 1 Опросный лист для подстанций).

8.2 Визуальный осмотр

Кроме сбора исходной информации и изучения документации по потреблению электроэнергии и режимам работы трансформаторов необходимо провести визуальное обследование трансформаторов для предварительной оценки их технического состояния и поиска возможных мест потерь и снижения эффективности их работы.

Осмотр трансформатора производится экспертом аудитором, имеющим IV группу по электробезопасности в сопровождении представителя Заказчика. Во время осмотра выполнение какой-либо дополнительной работы запрещается.

При визуальном осмотре проверяется:

- внешнее состояние ТП и РП (состояние окружающей ТП, РП территории в отношении обеспечения подъезда автотранспорта, наличие отмостки, отсутствие мусора и др. посторонних предметов, обеспечивается ли планировка вокруг ТП, РП и отвод ливневых вод от здания, исправность штукатурки стен, отсутствия течей воды через перекрытие, отсутствие отверстий в полу, стенах, через которые могут проникать животные и птицы, исправность дверей помещений РУ и трансформаторов, их покраску);

- наличие обозначения позиции трансформатора и его характеристик;

- состояние опорных и проходных изоляторов - отсутствие пыли, трещин и наколов, а также следов перекрытия;

- отсутствие посторонних шумов в работающем трансформаторе, отсутствие разрядов, потрескивания на выводах трансформатора, загрязненность;

- уровень масла и его температуры для масляных трансформаторов (на расширителе трансформатора рядом с маслоуказательным стеклом, нанесены три контрольные черты, указывающие повышение и понижение уровня масла в расширителе

при изменении температуры окружающего воздуха. Наличие термометра определяет температуру верхних слоев масла в трансформаторе, температура не должна превышать 95° по термометру. Указатели уровня масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов, характеризуют состояние оборудования);

- отсутствие течи и просачивания масла через уплотнения, уровень масла в стекле маслоуказателя, отсутствие масла на полу под трансформатором, заземление бака и крышки трансформатора, состояние контура защитного заземления - места стыков;

- состояние контактов на шинах трансформатора по их внешнему виду, наличие термоиндикаторов, их состояние;

- наличие контура защитного заземления, присоединение заземления к ячейкам;

- наличие приспособления для запираания приводов коммутационных аппаратов в отключенном положении, целостность автоматов, отсутствие следов перекрытия, нагрева контактных соединений, состояние дугогасящих рожков, шунтирование автоматов, рубильников. Наличие и состояние предохранителей;

- состояние кабелей в ячейках, концевых заделок, отсутствие трещин и вытекания мастики из кабельных воронок, окраска кабельной брони, наличие заземления брони, снят ли джутовый покров, состояние кабельных каналов.

Температура верхних слоев масла контролируется термометром. Если эта температура превышает допустимую, в первую очередь следует обратить внимание на исправность системы охлаждения. Если неисправностей в ней не обнаружено, то повышение температуры скорее всего обусловлено возникновением внутренних повреждений в трансформаторе: витковым замыканием в обмотке, ухудшением состояния контактных соединений, ухудшением циркуляции масла вследствие уменьшения сечения масляных каналов из-за разбухания изоляции или наличия постороннего предмета. Снижение уровня масла ниже допустимого может быть обусловлено наличием протечек в баке или радиаторах, ухудшением системы дыхания масла через расширитель или недостаточным количеством залитого масла.

При осмотрах могут быть выявлены и другие нарушения нормальной работы трансформатора, например, такие, как усиленный гул, чаще всего обусловленный повышенной вибрацией трансформатора или его элементов, нарушение наружных контактных соединений, сопровождаемое характерным потрескиванием, нарушение крепления ошиновки, деформация каких-либо элементов, повреждения дренажной системы и т.д.

После сбора исходной информации согласно Приложение 1 Опросный лист для подстанций производится оценка параметров и характеристик работы трансформаторов. Фактические параметры работы трансформаторов принимаются на основе имеющейся документальной информации и инструментальных измерений.

8.3 Инструментальное обследование

При отсутствии необходимых данных по потреблению электроэнергии отдельными трансформаторами и ТП, отсутствию информации по режимам работы, токовой загрузке, качеству электроэнергии, необходимо произвести измерения.

При инструментальном обследовании трансформаторов необходим следующий набор измерительных приборов:

1. Тепловизор – для выявления зон нагрева трансформатора, изоляторов, шин, возможных повреждений или развивающихся дефектов и т.д.;

2. Набор термометров с различными датчиками: воздушными, жидкостными (углубленными), поверхностными (накладными, контактными) и т.д.;
3. Токовые клещи и анализатор качества электроэнергии – для определения всех основных параметров работы ТП и РП, на основе Приложение 1 Опросный лист для подстанций, предпочтительнее измерения выполнять анализатором качества электроэнергии, он регистрирует изменение параметров работы трансформатора во времени.

Объем термографического обследования трансформаторных подстанций определяется их конструктивным исполнением и мощностью. Опыт проведения инфракрасной диагностики трансформаторов показал, что можно выявить с ее помощью следующие неисправности:

- возникновение магнитных полей рассеяния в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.);
- нарушение в работе охлаждающих систем и оценка их эффективности;
- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смещения изоляции обмоток (особенно у трансформаторов с большим сроком службы);
- нагревы внутренних контактных соединений обмоток НН с выводами трансформатора;
- ухудшение контактной системы некоторых исполнений РПН и т.п.

Тепловизионное обследование трансформаторов осуществляется согласно СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» и РД 153-34.363-99 «Методика инфракрасной диагностики электрооборудования». Задачи, решаемые при проведении ИК– диагностики представлены в таблице 2.

Таблица 2 Задачи, решаемые при ИК-диагностики

Операция при ИК-контроле	Применяемые приборы	Объем получаемой информации
Измерение аномальных перегревов на поверхности бака трансформатора	Тепловизор	Определение зоны и места возможного дефекта в магнитопроводе трансформатора
Определение работоспособности вспомогательных элементов трансформатора и вентиляторов системы охлаждения (при наличии)	Пирометр	Определение температуры на поверхности контролируемых узлов трансформатора
Определение нагрева контактора РПН	Тепловизор	Определение места нагрева с измерением температуры на поверхности контактора
Измерение температуры внешних контактных соединений	Тепловизор	Определение зоны и места возможного дефекта внешних контактных соединений

Поскольку оценка внутреннего состояния трансформатора тепловизором осуществляется путем измерения значений температур на поверхности его бака, необходимо считаться с характером теплопередачи магнитопровода и обмоток.

Кроме того, источниками тепла являются:

- массивные металлические части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки и т.п., в которых тепло выделяется за счет добавочных потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеяния;

- токоведущие части вводов, где тепло выделяется за счет потерь в токоведущей части и в переходном сопротивлении соединителя отвода обмотки;

- контакты переключателей РПН.

Условия теплопередачи, характер распределения температур в трансформаторах различного конструктивного исполнения весьма подробно освещены в технической литературе.

Отвод тепловых потерь от магнитопровода и обмоток к маслу и от последнего к системе охлаждения осуществляется путем конвекции.

Зоны интенсивного движения масла имеются только у поверхностей бака трансформатора, где происходит теплообмен.

Остальное масло в баке трансформатора находится в относительном покое и приходит в движение при изменении нагрузки или температуры охлаждающего воздуха.

В соответствии с п.685 ПТЭ температура верхних слоев масла при номинальной нагрузке должна быть не выше:

- у трансформаторов с охлаждением ДЦ - 75 °С;

- с естественным масляным охлаждением М и охлаждением Д - 95 °С;

- у трансформаторов с охлаждением Ц - 70 °С (на входе в маслоохладитель).

В трансформаторах с системами охлаждения М и Д разность между максимальной и минимальной температурами по высоте трансформатора составляет 20-35 °С. Перепад температур масла по высоте бака в трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц находится в пределах 4-8 °С. Однако, несмотря на такое выравнивание температур масла по высоте бака, теплоотдача от обмоток все же осуществляется путем естественной конвекции масла. Это означает, что температура катушек в верхней части обмоток будет значительно выше, чем в нижней.

Таким образом, в трансформаторах с естественной циркуляцией масла наиболее нагретыми являются верхние катушки обмоток, изоляция которых стареет быстрее, чем нижних катушек.

При оценке нагрева масла в трансформаторах следует считаться с возможностью застоя верхних слоев масла и его повышенных нагревов, если расстояние между крышкой бака и патрубками радиаторов или охладителей велико (больше 200-300 мм). Так, при исполнении крышки "гробиком" температура масла под верхней частью крышки может превышать температуру масла на уровне верхних патрубков охладителей примерно на 10 °С.

Приведенные выше параметры температур для отдельных конструкций трансформаторов характерны для установившегося режима работы. При проведении ИК-диагностики трансформаторов необходимо считаться с тем, что постоянная времени обмоток относительно масла различных исполнений трансформаторов находится в пределах 4-7 мин, а постоянные времени всего трансформатора - в пределах 1,5-4,5 ч.

Установившийся тепловой режим трансформатора по обмоткам наступает через 20-30 мин, а по маслу через 10-20 ч.

Перегревы катушек (как правило, крайних) обусловлены наличием в трансформаторах полей рассеяния, зависящих от номинальной мощности трансформатора, потери от которых достигают 30-50% основных потерь. При наличии

значительных полей рассеяния превышения температуры крайних катушек или витков отдельных обмоток над температурой масла могут быть в 1,5-2 раза выше расчетных.

Порядка 22% общего количества отказов трансформаторов обусловлено нарушением изоляции и повреждением обмоток, причем за последние годы участились повреждения старых трансформаторов, имеющих характерные конструктивные дефекты.

Выявление внутренних дефектов в трансформаторах путем измерения температуры на поверхности их баков является весьма трудоемкой операцией, зависит от многих факторов (конструкция обмоток, нагрузка, способ охлаждения, внешние климатические факторы, состояние поверхности трансформатора и т.п.) и позволяет выявлять неисправности лишь на поздних стадиях их развития.

Термографическое обследование трансформатора во многом является вспомогательным средством оценки его теплового состояния и исправности в работе связанных с ним систем и узлов.

Термографическому обследованию трансформатора должно предшествовать ознакомление с конструкцией выполнения обмоток, системы охлаждения, результатами работы трансформатора, объемом и характером выполнявшихся ремонтных работ, длительностью эксплуатации, анализом повреждений трансформаторов идентичного исполнения (если они происходили), результатами эксплуатационных испытаний и измерений и т.п.

Проведя термографическое обследование для определения зоны перегрева, точное значение температуры на корпусе трансформатора можно получить контактным способом при помощи термпары.

В объем измерений на трансформаторах входит: определение потребления электроэнергии активной и реактивной на ВН и НН, определение коэффициента загрузки трансформатора, потерь в трансформаторе. Эффективность работы трансформатора определяется его КПД.

Для выработки рекомендаций по уменьшению энергозатрат энергоаудиторам следует обращать внимание на потери электроэнергии, обусловленные ее передачей и трансформацией. Экономически целесообразный режим работы трансформаторов на подстанциях относится к эффективным мероприятиям по снижению потерь электроэнергии.

Эксплуатация систем электроснабжения при отклонении режимов от оптимальных приводит к увеличению доли потерь, связанных с недогрузкой или перегрузкой трансформаторов. Потери в трансформаторах состоят из постоянной (потери в стали) и нагрузочной (в обмотках, коммутаторах и соединительных шинах) составляющих.

Электрические потери ΔP_z состоят из основных потерь в металле обмоток (потерь в меди), потерь токоведущих частях и добавочных потерь, вызванных полем рассеяния в металле обмоток и ферромагнитных частях конструкции трансформатора. Их величина зависит от нагрузки трансформатора и определяется по выражению:

$$\Delta P_z = \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2, \text{ кВт}$$

где

$\Delta P_{кз}$ (кВт) – потери короткого замыкания (данные потери являются постоянными для данного типа трансформаторов);

S – мощность, передаваемая через трансформатор, кВтч;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВтч.

Причина возникновения магнитных потерь в магнитопроводе трансформатора – систематическое перемагничивание магнитопровода переменным магнитным полем. Существует два вида магнитных потерь: потери от гистерезиса, связанные с затратой энергии на уничтожение остаточного магнетизма в ферромагнитном материале магнитопровода, и потери от вихревых токов, наводимых переменным магнитным полем в пластинах магнитопровода.

При неизменном первичном напряжении магнитные потери (потери холостого хода ΔP_{xx} , кВт) не зависят от нагрузки трансформатора и являются постоянными для данного типа трансформаторов. Расчет потерь активной электроэнергии в трансформаторах определяется по выражению:

$$\Delta W_{\text{потери}} = \Delta P_{xx} \cdot T_z + K_z^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot T_p, \text{ кВтч},$$

где

T_z – годовое время включения трансформатора;

T_p – число часов работы трансформатора под нагрузкой за исследуемый период;

K_z – среднегодовой коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_z = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{н}}}$$

где

$S_{\text{ср}}$ – среднее за год значение нагрузки трансформатора;

$S_{\text{н}}$ – номинальная нагрузка трансформатора;

При $T_z = T_p$ сумму потерь активной мощности можно определить в следующем виде:

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + K_z^2 \cdot \Delta P_{кз}, \text{ кВт}.$$

КПД трансформатора равен отношению полезной мощности P_2 трансформатора к потребляемой P_1 :

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз}}{P_1}$$

КПД трансформатора зависит от характера нагрузки и коэффициента его загрузки.

Как показал анализ работы трансформаторов наиболее эффективный режим работы трансформаторов находится в диапазоне загрузок 30-60 %.

В общем случае значение оптимального коэффициента загрузки трансформатора, при котором его КПД достигает своего максимального значения, определяется по формуле:

$$K_{\text{зопт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}$$

Например, для трансформатора ТМ-100/6 мощностью 100 кВа: $\Delta P_{xx} = 365$ Вт, $\Delta P_{кз} = 2270$ Вт тогда оптимальный коэффициент загрузки будет равен

$$K_{\text{зопт}} = \sqrt{\frac{365}{2270}} = 0,4$$

Инструментальное обследование трансформаторов применяется для восполнения недостающей информации, которая необходима для оценки эффективности работы трансформаторов. Измеряются следующие параметры:

- 1) часовые расходы активной и реактивной энергии (в наиболее и наименее загруженную смену в течение суток);
- 2) показатели качества электрической энергии (отклонения, колебания, несимметрия и несинусоидальность напряжения) в течение суток;
- 3) токи нагрузки электрических сетей, трансформаторов и электроприемников;
- 4) время включения и выключения электроприемников в течение суток.

Токи нагрузки трансформаторов и электроприемников записываются в течение часа в период максимума нагрузки. Расходы активной и реактивной электроэнергии измеряются таким образом, чтобы: составить инструментальные расходные балансы, определить электропотребление основных электропотребителей.

Собранная информация о трансформаторах и результаты измерений будут использованы при оценке основных параметров в области энергосбережения.

8.4 Анализ основных характеристик трансформаторов

После сбора информации следует приступить к оценке основных параметров в области энергосбережения. Наибольший потенциал имеют подстанции, со следующими характеристиками:

- 1) Высокая или крайне низкая загрузка трансформаторов (менее 25 % или более 75 %);
- 2) Высокая установленная мощность (более 400 кВт, в зависимости от объекта);
- 3) Постоянный режим работы (около 8760 ч/год);
- 4) Низкий коэффициент мощности ($\leq 0,92$);
- 5) Давний срок изготовления трансформаторов (старше 20 лет);
- 6) Высокие значения потерь холостого хода (≥ 1 %);
- 7) Высокая плотность тока.

Наибольший потенциал энергосбережения имеют те подстанции, которые подпадают под все приведённые выше критерии, соответственно обладают высоким потенциалом энергосбережения, а также низкой надёжностью и высокими затратами на эксплуатацию и обслуживание. В ходе проведения экспресс-аудита именно таким подстанциям должно уделяться максимальное внимание.

Для сбора исходной информации и предварительного анализа можно использовать типовой опросный лист (Приложение 1 Опросный лист для подстанций).

Распределительные подстанции являются источниками значительных потерь. Переход к применению энергоэффективных трансформаторов позволяет: повысить коэффициент полезного действия (КПД) на 1-10 %; увеличить коэффициент мощности; снизить уровень шума.

В результате оптимизации только КПД трансформаторов можно значительно снизить эксплуатационные расходы. Тщательная оценка любого действия влияет на общую производительность системы.

Устаревшие трансформаторы со значительным уровнем потерь холостого хода и короткого замыкания

К устаревшим трансформаторам следует отнести трансформаторы со сроком эксплуатации более 20 лет, которые изначально имеют высокие потери холостого хода и короткого замыкания. В процессе эксплуатации и ремонта происходит снижение эффективности работы трансформаторов по сравнению с паспортными значениями.

Для трансформаторов со сроками эксплуатации более двадцати лет потери холостого хода возрастают, зависимость потерь холостого хода может быть описана уравнением:

$$\Delta P_{xx}(\tau_{сл}) = \Delta P_{xx} * (1 + 0,0175 * (\tau_{сл} - 20)),$$

в соответствии с которым расчетное значение мощности потерь холостого хода силовых трансформаторов увеличивается на 1,75 % за каждый год эксплуатации трансформатора свыше 20 лет. В таблице 3 представлены данные по основным характеристикам масляных трансформаторов, необходимым для оценки их эффективности.

Таблица 3 Относительные данные для расчета потерь в масляных трансформаторах

Тип тр-ра	$N_{ном}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{кз}$, %
ТМ-5/10	5	0,09	1,165	10	5,5
ТМ-10/10	10	0,14	0,335	10	5,5
ТМ-10/6	10	0,105	0,335	10	5,5
ТМ-20/10	20	0,22	0,6	10	5,5
ТМ-20/6	20	0,155	0,515	9,5	4,5
ТМ-25/10	25	0,125	0,69	3,2	4,7
ТМ-25/6	25	0,125	0,69	3,2	4,7
ТМ-40/10	40	0,18	1	3	4,7
ТНЗ-40/10	40	0,15	0,85	3	4,5
ТМ-40/6	40	0,24	0,88	4,5	4,5
ТМ-63/6	63	0,36	1,47	4,5	4,7
ТМ-63/10	63	0,265	1,47	2,8	4,7
ТМ-100/10	100	0,365	2,27	2,6	4,7
ТМ-100/6	100	0,365	2,27	2,6	4,7
ТМ-180/6	180	1	4	6	5,6
ТМ-100/35	100	0,465	2,27	4,16	6,8
ТМ-250/10	250	1,05	4,2	3,68	4,7
ТМ-320/6	320	1,35	4,85	5,5	4,5
ТМ-320/10	320	1,9	6,2	7	5,5
ТМ-400/10	400	1,08	5,9	3	4,5
ТМ-400/35	400	1,35	5,9	2,1	6,5
ТМ-560/10	560	2,5	9,4	6	5,5
ТМ-630/10	630	1,68	8,5	3	5,5
ТМ-630/35	630	2	7,6	2	6,5
ТМ-750/10	750	4,1	11,9	6	5,5
ТМ-1000/6	1000	2,75	12,3	1,5	8
ТМ-1000/10	1000	2,45	11,6	2,8	5,5
ТМ-1000/35	1000	2,75	10,6	1,4	6,5
ТМ-1600/10	1600	3,3	18	2,6	5,5
ТМ-1600/35	1600	3,65	16,5	1,4	6,5
ТМ-2500/10	2500	4,6	23,5	1	5,5
ТМ-2500/35	2500	5,1	23,5	1,1	6,5

Тип тр-ра	$N_{ном}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{кз}$, %
ТМ-4000/10	4000	6,4	33,5	0,9	6,5
ТМ-4000/35	4000	6,7	34,777	1,3	7,5

Например для трансформатора ТМ-100/6 мощностью 100 кВт $\Delta P_{xx} = 0,365$ кВт, $\Delta P_{кз} = 2,27$ кВт, КПД при номинальной нагрузке будет

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз}}{P_1} = 1 - (0,365 + 2,27)/100 = 0,973$$

При нагрузке $K_3 = 0,5$ сумма потерь будет равна

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз} = 0,365 + 0,5^2 \cdot 2,27 = 0,9325 \text{ кВт}$$

а КПД будет равен

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P}{P_1} = 1 - 0,9325/100 = 0,981$$

КПД увеличился на 1 %.

Если срок службы трансформатора принять 30 лет, то его КПД при $K_3 = 0,5$ будет равен

$$\Delta P_{xx}(\tau_{сл}) = \Delta P_{xx} \cdot (1 + 0,0175 \cdot (\tau_{сл} - 20)) = 0,365 \cdot (1 + 0,0175 \cdot 10) = 0,429$$

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз} = 0,429 + 0,5^2 \cdot 2,27 = 0,9965 \text{ кВт}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P}{P_1} = 1 - 0,9965/100 = 0,98$$

КПД уменьшился на 0,1 %.

Энергоэффективные трансформаторы

Распределительные трансформаторы мощностью 25 - 630 кВА напряжением 6-10/0,4 кВ – наиболее массовая серия производимых и эксплуатируемых трансформаторов в Казахстане. В целом, от потерь в магнитопроводах теряется порядка 4 % производимой электроэнергии, причем значительная часть потерь приходится на распределительные трансформаторы. По данным экспертных оценок потери в силовых распределительных трансформаторах 6-10/0,4 кВ ориентировочно составляют 20-30 % от общих потерь в электрических сетях. Поэтому повышению энергоэффективности распределительных трансформаторов уделяется особое внимание.

По европейскому стандарту EN 50464-1:2007 выделяются классы энергопотребления трансформаторов, представленные в таблице 4.

Таблица 4 Классы энергопотребления трансформаторов по европейской классификации

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Потери, Вт									
	Класс E		Класс D		Класс C		Класс B		Класс A	
	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$								
100	320	2516	260	2150	210	1750	180	1475	145	1250
КПД (при загрузке 100 %)	0,9716		0,9759		0,9804		0,9835		0,9861	
160	460	3627	375	3100	300	2350	260	2000	210	1700

Номинальная мощность трансформатора, кВА	Потери, Вт									
	Класс E		Класс D		Класс C		Класс B		Класс A	
	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$								
КПД (при нагрузке 100 %)	0,9745		0,9783		0,9834		0,9859		0,9881	
250	650	4914	530	4200	425	3250	360	2750	300	2350
КПД (при нагрузке 100 %)	0,9777		0,9811		0,9853		0,9876		0,9894	
400	930	7020	750	6000	610	4600	520	3850	430	3250
КПД (при нагрузке 100 %)	0,9801		0,9831		0,9870		0,9891		0,9908	
630	1200	10179	940	8700	800	6750	680	5600	560	4800
КПД (при нагрузке 100 %)	0,9819		0,9847		0,9880		0,9900		0,9915	
1000	1700	15210	1400	13000	1100	10500	940	9000	770	7600
КПД (при нагрузке 100 %)	0,9831		0,9856		0,9884		0,9901		0,9916	

В настоящее время в Казахстане и странах СНГ серийно выпускаются трансформаторы с классом потерь D и энергосберегающие трансформаторы классом потерь C. Трансформаторы, находящиеся в эксплуатации у сетевых компаний и конечных потребителей, соответствуют в основном классу потерь E.

В России вступил в силу документ СТО 34.01-3.2-011-2017 «Трансформаторы силовые распределительные 6–10 кВ мощностью 63–2500 кВА «Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания», в котором представлены четыре класса энергетической эффективности (таблица 5):

- 1 класс энергоэффективности - «стандартный» (выпускаемые трансформаторы);
- 2 класс энергоэффективности - «энергоэффективный» (усовершенствованная технология);
- 3 класс энергоэффективности - «высокий энергоэффективный» (передовая технология);
- 4 класс энергоэффективности - «инновационный» (инновационная технология).

Таблица 5 Значения потерь холостого хода и короткого замыкания для трансформаторов мощностью 63–2500 кВА

Мощность, кВА	Потери, Вт							
	1		2		3		4	
	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$						
63	175	1280	160	1270	128	1031	104	
100	260	1970	217	1591	180	1475	145	1250
160	375	2900	300	2136	260	2000	210	1700
250	520	3700	425	2955	360	2750	300	2350
400	750	5400	565	4182	520	3850	430	3250
630	1000	7600	696	6136	730	5600	560	4800
1000	1400	10600	957	9545	940	9000	770	7600
1250	1500	13500	1350	13250	1150	11000	950	
1600	1950	16500	1478	15455	1450	14000	1200	
2500	2600	26500	2130	23182	2100	22000	1750	

При замене существующих трансформаторов с классом энергоэффективности E, на энергоэффективные класса B (в РФ 3 класс) КПД трансформатора повышается минимум на 1-1,5 %.

Недогруженные или перегруженные трансформаторы

Как было показано выше при недогрузке трансформатора существенно снижается его КПД. При нагрузке более 70-75 % также происходит снижение КПД трансформатора. Для трансформаторов с высокой или крайне низкой загрузкой (менее 25 % или более 75 %) следует рассмотреть замену на энергоэффективный с оптимальным коэффициентом загрузки.

Например, на предприятии установлен трансформатор ТМ-100/6, работающий со средним коэффициентом загрузки 0,9. Трансформатор имеет потери холостого $\Delta P_{xx} = 0,365$ кВт, и потери короткого замыкания $\Delta P_{кз} = 2,27$ кВт. При режиме работы трансформатора $T_z = T_p = 8760$ часов потери активной электроэнергии в трансформаторе составят:

$$\Delta W_{\text{потери}} = \Delta P_{xx} \cdot T_z + K_z^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot T_p = 0,365 \cdot 8760 + 0,9^2 \cdot 2,27 \cdot 8760 = 19304 \text{ кВтч.}$$

Учитывая тот факт, что наиболее эффективный режим работы трансформатора обеспечивается при коэффициенте загрузки равном 0,4, примем к установке энергоэффективный трансформатор с мощностью 250 кВА. Трансформатор имеет потери холостого $\Delta P_{xx} = 0,360$ кВт, и потери короткого замыкания $\Delta P_{кз} = 2,75$ кВт. При режиме работы трансформатора $T_z = T_p = 8760$ часов потери активной электроэнергии в трансформаторе составят:

$$\Delta W_{\text{потери}} = \Delta P_{xx} \cdot T_z + K_z^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot T_p = 0,360 \cdot 8760 + 0,36^2 \cdot 2,75 \cdot 8760 = 6275 \text{ кВтч.}$$

Таким образом, при замене трансформатора произойдет снижение потерь электроэнергии в объеме 13029 кВтч в год. При стоимости электроэнергии 17 тг/кВтч экономия эксплуатационных затрат составит 221,5 тыс. тг в год.

Показатели для определения энергоэффективности трансформаторов

Для определения основных параметров эффективности работы трансформаторов можно воспользоваться следующими показателями, которые следует определять для каждого рассматриваемого трансформатора. Результаты оформляются согласно Приложению 2 Анализ основных характеристик подстанций

1) Доля мощности трансформатора в суммарной установленной мощности всех трансформаторов обследуемого объекта. Чем выше коэффициент, тем выше значимость предлагаемых мероприятий:

$$\delta N = \frac{N_i}{\sum N_i}$$

где

N_i - номинальная мощность трансформатора, кВт

$\sum N_i$ - суммарная установленная мощность всех трансформаторов, кВт

2) Средняя загрузка трансформатора. Показатель, характеризующий использование установленной мощности трансформатора, относительный показатель, согласно которому

будет понятно, с какой средней мощностью работает трансформатор. Чем выше коэффициент, тем выше средняя мощность:

$$K_3 = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{н}}}$$

где

$S_{\text{ср}}$ – среднее за год значение нагрузки трансформатора, кВА;

$S_{\text{н}}$ – номинальная загрузка трансформатора, кВА;

3) Коэффициент использования подстанции:

$$K_1 = \frac{T_p}{8760}$$

где

T_p – число часов работы трансформатора под нагрузкой за исследуемый период;

4) Коэффициент мощности трансформатора. Позволяет оценить значительность потерь, связанных с низкими значениями косинуса φ :

$$\Delta\varphi = \text{Нормируемый } \cos\varphi - \text{Фактический } \cos\varphi$$

5) Снижение токовой загрузки сетей при повышении косинуса φ

$$\Delta I = \left(\left(\frac{1}{\text{Фактический } \cos\varphi} \right)^2 - \left(\frac{1}{\text{Нормируемый } \cos\varphi} \right)^2 \right) / \left(\frac{1}{\text{Фактический } \cos\varphi} \right)^2$$

6) Потери активной электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{потери}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{г}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot T_p, \text{ кВтч,}$$

где

$T_{\text{г}}$ – годовое время включения трансформатора;

T_p – число часов работы трансформатора под нагрузкой за исследуемый период;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, кВт;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, кВт;

K_3 – среднегодовой коэффициент загрузки трансформатора.

Трансформаторы, имеющие срок эксплуатации более 30-40 лет имеют более низкие показатели КПД, при существенной разнице данных показателей замена трансформатора становится финансово рентабельным мероприятием.

Кроме приведённых выше подходов, для определения основных параметров работы подстанций энергоаудитор вправе применять поправочные коэффициенты – по одному для каждого параметра в пределах от 0,85 до 1,15. Это позволит учитывать особые условия, которые настоящей методикой не регламентируются.

8.5 Анализ эффективности типовых мероприятий

Главная задача любой экспресс работы – это выявление основных моментов и их проработка, соответственно, при обследовании необходимо выявить основные направления, по которым работать, чтобы не тратить время на направления, которые в общем не дадут существенного снижения потребления ТЭР.

Приложение 2 Анализ основных характеристик подстанций .

После определения параметров работы подстанций следует провести предварительный анализ применимости типовых мероприятий по энергоэффективности и заполнить Приложение 3 Анализ эффективности типовых мероприятий, перечень которых приведен далее:

1. Установка УКРМ – актуальна для низких значений косинуса и больших расстояний линий подачи питания на подстанцию;
2. Вывод одного из трансформаторов в резерв – актуально при низкой загрузке подстанции и наличии секционного переключателя;
3. Перевод на более высокое напряжение первичной обмотки – актуально для подстанций с напряжением питания 6/0,4 кВ и большими расстояниями линий подачи питания на подстанцию;
4. Замена или реконструкция подстанции – актуально в случаях, когда установленные силовые трансформаторы имеют крайне низкий коэффициент загрузки или значительную перегрузку и давний срок изготовления (низкие значения основных характеристик).

Далее, исходя из имеющейся проанализированной информации и уточнённых сведений по подстанциям, производится анализ возможности и применимости всех мероприятий для каждой подстанции по приведённому далее способу комплексной оценки.

Установка УКРМ

Для оценки возможности применения данного мероприятия необходимо знать какие потери в данный момент связаны с низким значением косинуса и понять, как быстро окупится подобное мероприятие.

Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$K_{\text{КРМ}} = K_3 * N * (\Delta\varphi * K_3 + \Delta I * K_n);$$

где $K_{\text{КРМ}}$ – коэффициент актуальности применения устройств компенсации реактивной мощности для каждой подстанции;

K_3 - экономический эквивалент реактивной мощности, который ориентировочно равен 0,02 при питании генераторным напряжением, а также 0,05, 0,08 или 0,12 при питании через одну, две или три ступени трансформации, соответственно;

K_n – коэффициент потерь в сетях предприятия $K_n = 0,1-0,15$.

Остальные коэффициенты используются согласно Приложение 2 Анализ основных характеристик подстанций . Результаты данной оценки указываются в соответствующей графе Приложение.

Например, на предприятии установлен трансформатор ТМ-100/6, работающий со средним коэффициентом загрузки 0,5, фактический $\cos \varphi = 0,6$. За счет установки УКРМ предполагается довести $\cos \varphi$ до величины 0,95.

Тогда коэффициент актуальности применения устройств компенсации реактивной мощности будет равен

$$K_{\text{КРМ}} = K_3 * N * (\Delta\varphi * K_3 + \Delta I * K_n) = 0,5 * 100 * (0,35 * 0,05 + 0,6 * 0,12);$$

$$K_{\text{КРМ}} = 4,475 \text{ кВт.}$$

Ограничения по применимости мероприятия:

1. Уровень потребления реактивной энергии должен превышать 5 кВАр (к примеру такой уровень потребления реактивной энергии имеют 20-25 шт. ламп типа ДРЛ с установленной мощностью 250 Вт каждая при косинусе 0,5). Ограничение обусловлено отсутствием на рынке конденсаторных батарей трёхфазной сети меньшей ёмкости, а также является нижним порогом рациональности применения данных мер;
2. Установка УКРМ не должна приводить к чрезмерному повышению напряжения в часы низкой загрузки (должна быть проведена оценка риска повышения напряжения).

Вывод одного из трансформаторов в резерв

Для оценки возможности применения данного мероприятия необходимо знать какие потери в данный момент связаны с работой в текущем режиме, и может ли оно повлиять на надёжность работы оборудования.

Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$K_{\text{рез}} = 2 * (\Delta P_{\text{хх}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) - (\Delta P_{\text{хх}} + (2K_3)^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}})$$

где $K_{\text{рез}}$ – коэффициент актуальности применения данного мероприятия для каждой подстанции, который зависит от значений потерь холостого хода трансформаторов, загрузки, установленной мощности.

Это означает, что коэффициент актуальности будет высокой при малой загрузке трансформаторов и высоких потерях холостого хода, но при этом мощность оставшихся в работе трансформаторов должна обеспечить максимально наблюдаемую мощность. К примеру, если подстанция имеет в своём составе 2 трансформатора, максимальная загрузка которых составляет менее 45% - следует рассмотреть возможность вывода одного из трансформаторов в резерв.

Остальные коэффициенты используются согласно Приложению 2 Анализ основных характеристик подстанций . Результаты данной оценки указываются в соответствующей графе Приложение.

Например, на предприятии установлено два трансформатора ТМ-100/6, работающих со средней загрузкой 0,2. Трансформатор имеет потери холостого $\Delta P_{\text{хх}} = 0,365$ кВт, и потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз}} = 2,27$ кВт. Тогда коэффициент актуальности вывода одного из трансформаторов в резерв будет равен

$$\begin{aligned} K_{\text{рез}} &= 2 * (\Delta P_{\text{хх}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) - (\Delta P_{\text{хх}} + (2K_3)^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = \\ &= 2 * (0,365 + 0,2^2 * 2,27) - (0,365 + (2 * 0,2)^2 * 2,27) = 0,183 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Если учесть, что для трансформаторов с периодом эксплуатации более 20 лет резко растут потери холостого хода, то коэффициент актуальности будет еще выше.

Ограничения по применимости мероприятия:

1. Отключение трансформатора не должно влиять на работу других потребителей, которые могут быть запитаны резервно от данной подстанции

2. Установленная мощность одного трансформатора должна превышать максимально-возможное потребление, фактическое
3. Подстанция должна быть оборудована всем необходимым коммутационным оборудованием, поддерживающим подобное решение

Перевод на более высокое напряжение первичной обмотки

Для оценки возможности применения данного мероприятия необходимо знать какие потери в данный момент связаны с работой в текущем режиме, и может ли оно повлиять на надёжность работы оборудования.

Для ориентировочных расчетов воспользуемся следующей формулой:

$$K_{\text{напр}} = K_{\text{пот}} * K_{\text{з}} * N * \left(1 - \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2\right)$$

где $K_{\text{напр}}$ – коэффициент актуальности применения данного мероприятия для каждой подстанции, который зависит от значений плотности тока по линиям электропередачи и практически всех других параметров работы подстанции.

U_1, U_2 – напряжение в питающей сети до перевода на более высокое напряжение и после перевода, соответственно;

$K_{\text{пот}}$ – удельные потери в сетях высокого напряжения.

Высокие значения данного коэффициента индицируют наличие нерациональных потерь по линиям электропередач и рентабельности мер по применению замены трансформаторов с 6/0,4 на 10/0,4 кВ – такие подстанции являются целевыми т.к. при замене данных трансформаторов не требуется замена опор, траверс, изоляторов и других токоведущих частей.

Остальные коэффициенты используются согласно Приложение 2 Анализ основных характеристик подстанций . Результаты данной оценки указываются в соответствующей графе Приложение.

Например, при работе трансформаторной подстанции с установленной мощностью 100 кВт, работающей со средним коэффициентом загрузки 0,5, коэффициенте потерь подводящих линий 0,04, при переводе на напряжение 10 кВ (10/0,4) с 6 кВ (6/0,4) коэффициент актуальности применения мероприятия будет равен

$$\begin{aligned} K_{\text{напр}} &= K_{\text{пот}} * K_{\text{з}} * N * \left(1 - \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2\right) \\ &= 0,04 * 0,5 * 100 * (1 - (6/10)^2) = 1,28 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Ограничения по применимости мероприятия:

Данное мероприятие имеет наиболее высокие требования к его технической возможности и осуществимости и требует тщательной проработки всех возможных рисков.

1. Питающая подстанция должна иметь в своём составе источник 10 кВ, при его отсутствии затраты превысят порог рентабельности его применения
2. На питающей линии должны отсутствовать потребители 6 кВ (насосы, эксковаторы и т.д.) чтобы не допустить их отключение от электроснабжения
3. Все участки питающей линии (КЭЛ и ЛЭП) должны иметь соответствующий класс изоляции, особенно кабельные линии, в противоположном случае применение повышения напряжения недопустимо и влечёт за собой аварийный выход из строя

Замена трансформаторов / реконструкция подстанции

Для оценки возможности применения данного мероприятия необходимо знать какие потери в данный момент связаны с работой в текущем режиме, и может ли оно повлиять на надёжность работы оборудования. В зависимости от загрузки трансформаторов производится подбор наиболее оптимального энергоэффективного трансформатора. Для оценки коэффициента актуальности замены трансформаторов и реконструкции подстанции можно воспользоваться следующей оценкой:

$$K_{\text{зам}} = (\Delta P_1 - \Delta P_2);$$

где

$K_{\text{зам}}$ – коэффициент актуальности применения данного мероприятия для каждой подстанции, который зависит от технического состояния трансформаторов и практически всех других параметров работы подстанции. Высокие значения данного коэффициента индицируют наличие нерациональных потерь в корпусах трансформаторов и являются признаком необходимости проведения мер по замене устаревших или находящихся в неудовлетворительном состоянии трансформаторов.

ΔP_1 – потери в трансформаторе после замены на энергоэффективный;

ΔP_2 – потери в установленном трансформаторе.

Остальные коэффициенты используются из Приложение 2 Анализ основных характеристик подстанций . Результаты данной оценки указываются в соответствующей графе Приложение.

После оформления результатов обследования согласно Приложение в таблице будут видны наиболее актуальные мероприятия для каждой подстанции, кроме того, есть вариант пригодности двух и более мероприятий – в этом случае желательно определить наиболее эффективное мероприятие для данной подстанции, т.к. комплексное внедрение мероприятие не сможет обеспечить суммарную экономию, достаточную для окупаемости комплексных мер.

Например на предприятии установлен трансформатор ТМ-100/6 работающий со средним коэффициентом загрузки 0,9. Трансформатор работает более 30 лет и имеет потери холостого $\Delta P_{\text{хх}} = 0,428$ кВт, и потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз}} = 2,27$ кВт. Потери в трансформаторе будут равны

$$\Delta P_1 = \Delta P_{\text{хх}} + K_{\text{з}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} = 0,428 + 0,9^2 \cdot 2,27 = 2,27 \text{ кВт.}$$

Учитывая тот факт, что наиболее эффективный режим работы трансформатора обеспечивается при коэффициенте загрузки равном 0,4, примем к установке энергоэффективный трансформатор с мощностью 250 кВА. Трансформатор имеет потери холостого $\Delta P_{\text{хх}} = 0,360$ кВт, и потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз}} = 2,75$ кВт. Потери активной электроэнергии в трансформаторе составят:

$$\Delta P_2 = \Delta P_{\text{хх}} + K_{\text{з}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} = 0,360 + 0,36^2 \cdot 2,75 = 0,72 \text{ кВт.}$$

Тогда коэффициент актуальности применения данного мероприятия будет равен

$$K_{\text{зам}} = (\Delta P_1 - \Delta P_2) = 2,27 - 0,72 = 1,55 \text{ кВт}$$

Ограничения по применимости мероприятия:

1. Главным требованием при реконструкции и замене оборудования является требование к применению высокоэффективных технологий, обеспечивающих снижение потерь подстанцией до уровня рентабельности
2. Ввиду объективных причин не допускается реконструкция подстанций младше 10 лет эксплуатации

8.6 Определение финансовой эффективности и ориентировочных затрат

Целью выполнения настоящего этапа определение финансовой привлекательности всех предложенных типовых мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности.

8.6.1 Определение потенциала энергосбережения

Результаты выполнения расчётов, описанных в данном разделе, заполняются в соответствующие графы 5 и 6 Приложение 4 Ранжирование мероприятий по финансовой привлекательности.

Установка УКРМ

Потенциал снижения потребления электроэнергии при низком значении $\cos\varphi$ определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{э,кРМ}} = K_{\text{кРМ}} * T_p;$$

где

$K_{\text{кРМ}}$ – коэффициент актуальности применения устройств компенсации реактивной мощности для каждой подстанции;

T_p – число часов работы трансформатора под нагрузкой за исследуемый период.

Например, на предприятии установлен трансформатор ТМ-100/6, работающий со средним коэффициентом загрузки 0,5, фактический $\cos\varphi = 0,6$. За счет установки УКРМ предполагается довести $\cos\varphi$ до величины 0,95. Тогда коэффициент актуальности применения устройств компенсации реактивной мощности будет равен $K_{\text{кРМ}} = 4,475$ кВт. При круглогодичной работе трансформатора $T_p = 8760$ потенциал энергосбережения будет равен

$$P_{\text{э,кРМ}} = K_{\text{кРМ}} * T_p = 4,475 * 8760 = 39201 \text{ кВтч}$$

Далее необходимо определить потенциал энергосбережения в денежном эквиваленте, для этого просто умножаем тарифную стоимость электроэнергии на потенциал энергосбережения в натуральном выражении, формула которого приведена выше.

Вывод одного из трансформаторов в резерв

В этом случае потенциал энергосбережения определяется достаточно просто по следующей формуле:

$$\text{Пэ}_{\text{рез}} = K_{\text{рез}} * T_p;$$

где

$K_{\text{крм}}$ – коэффициент актуальности вывода в резерв трансформаторов, кВт;

T_p – число часов работы трансформатора под нагрузкой за исследуемый период, ч.

Например, на предприятии установлено два трансформатора ТМ-100/6, работающих со средней нагрузкой 0,2. Трансформатор имеет потери холостого $\Delta P_{\text{хх}} = 0,365$ кВт, и потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз}} = 2,27$ кВт. Тогда коэффициент актуальности вывода одного из трансформаторов в резерв будет равен $K_{\text{рез}} = 0,183$ кВт. При круглогодичной работе трансформатора $T_p = 8760$ потенциал энергосбережения будет равен

$$\text{Пэ}_{\text{рез}} = K_{\text{рез}} * T_p = 0,183 * 8760 = 1603 \text{ кВтч}$$

Далее необходимо определить потенциал энергосбережения в денежном эквиваленте, для этого просто умножаем тарифную стоимость электроэнергии на потенциал энергосбережения в натуральном выражении, формула которого приведена выше.

Перевод на более высокое напряжение первичной обмотки

Потенциал снижения потребления электроэнергии при низком значении нижнего напряжения определяется по следующей формуле:

$$\text{Пэ}_{\text{нат}} = 1,1 * K_{\text{напр}} * T_p;$$

где

1,1 – поправочный коэффициент на дополнительный потенциал снижения потребления электроэнергии, связанный с потерями на других токоведущих частях кроме ЛЭП.

Например, при работе трансформаторной подстанции с установленной мощностью 100 кВт, работающей со средним коэффициентом загрузки 0,5, коэффициенте потерь подводящих линий 0,04, при переводе на напряжение 10 кВ (10/0,4) с 6 кВ (6/0,4) коэффициент актуальности применения мероприятия будет равен $K_{\text{напр}} = 1,28$ кВт.

При круглогодичной работе трансформатора $T_p = 8760$ потенциал энергосбережения будет равен

$$\text{Пэ}_{\text{рез}} = K_{\text{напр}} * T_p = 1,28 * 8760 = 11213 \text{ кВтч}$$

Далее необходимо определить потенциал энергосбережения в денежном эквиваленте, для этого просто умножаем тарифную стоимость электроэнергии на потенциал энергосбережения в натуральном выражении, формула которого приведена выше.

Замена трансформаторов/ реконструкция подстанции

Данное мероприятие применяется при значительном устаревании оборудования или критических повреждениях основного оборудования подстанции, приводящих к значительным потерям электроэнергии. В этом случае крайне сложно доподлинно определить потенциал энергосбережения, но целевой уровень определить это позволяет.

При замене и реконструкции подстанции следует учитывать и коэффициент загрузки трансформаторов. Наиболее эффективным с точки зрения энергоэффективности является коэффициент загрузки от 40 %, если загрузка трансформаторов составляет гораздо меньше 20 % и более 70 %, то существует серьёзное основание для замены трансформаторов.

В силу крайне высоких затрат для данного мероприятия рекомендуется рассматривать данное мероприятие с учетом дополнительных условий: трансформаторы морально устарели – произведённые более 40 лет назад, имеются значительные потери, связанные с неисправностью силового оборудования подстанции.

В этом случае потенциал энергосбережения определяется на основании сравнения характеристик существующего силового оборудования и современных аналогов по следующей формуле:

$$Пэ_{зам} = K_{зам} * T_p.$$

Например, на предприятии установлен трансформатор ТМ-100/6 работающий со средним коэффициентом загрузки 0,9. Трансформатор работает более 30 лет и имеет потери холостого $\Delta P_{хх} = 0,428$ кВт, и потери короткого замыкания $\Delta P_{кз} = 2,27$ кВт. Потери в трансформаторе будут равны $\Delta P_1 = 2,27$ кВт. К установке предлагается энергоэффективный трансформатор с мощностью 250 кВА. Трансформатор имеет потери холостого $\Delta P_{хх} = 0,360$ кВт, и потери короткого замыкания $\Delta P_{кз} = 2,75$ кВт. Потери активной электроэнергии в трансформаторе составят $\Delta P_2 = 0,72$ кВт. Тогда коэффициент актуальности применения данного мероприятия будет равен $K_{зам} = 1,55$ кВт.

При круглогодичной работе трансформатора $T_p = 8760$ потенциал энергосбережения будет равен

$$Пэ_{рез} = K_{напр} * T_p = 1,55 * 8760 = 13578 \text{ кВтч}$$

Далее необходимо определить потенциал энергосбережения в денежном эквиваленте, для этого просто умножаем тарифную стоимость электроэнергии на потенциал энергосбережения в натуральном выражении, формула которого приведена выше.

8.6.2 Определение уровня затрат

Это самый важный пункт любой работы по энергосбережению, ведь от затрат и зависит эффективность предлагаемых мер, соответственно, при совсем низкой финансовой эффективности мероприятия внедрять не следует.

Самый верный способ определения уровня затрат на мероприятие — это запрос ценового предложения для каждого конкретного мероприятия у нескольких потенциальных поставщиков, при этом поставщики должны быть зарекомендовавшими себя на рынке компаниями с успешной историей для исключения всех возможных рисков, связанных с эксплуатацией оборудования.

Именно запрос ценовых предложений нужно использовать за основу при определении уровня затрат на мероприятия.

Для проведения поверхностной оценки потенциала энергосбережения можно воспользоваться укрупнёнными данными, например, исходя из средней стоимости каждого установленного киловатта мощности оборудования, можно провести

ориентировочную оценку для каждого мероприятия и определить его принципиальный уровень затрат.

Каждое типовое мероприятие имеет свой уровень затрат, самыми существенными затратами располагают мероприятия, связанные с частичной или полной заменой основного оборудования подстанций.

Далее приведены ориентировочные сведения о стоимости основного оборудования, необходимого для проведения базовых расчётов.

Табл. 1 Оценка стоимости трансформаторов

Стоимость 1 кВт установленной мощности силового трансформатора, тыс. тг	до 25 кВА	60 кВА	160 кВА	630 кВА	1600 кВА	40 000 кВА
	25,00	12,67	4,50	3,00	2,22	4,28

Табл. 2 Ориентировочная стоимость УКРМ

№ п/п	Мощность УКРМ, кВар	Стоимость, тг.
1	5-20	364 000,00
2	25-60	476 000,00
3	70-100	560 000,00
4	110-140	840 000,00
5	150-200	1 120 000,00
6	225-300	1 400 000,00
7	325-450	1 960 000,00
8	500-600	2 520 000,00

Для значений, отличающихся от представленных данных, уровень затрат определяется с помощью интерполяции промежуточных значений.

Ввиду наличия большого количества компаний, представленных на рынке нашей страны, с отечественной и зарубежной продукцией ориентировочные затраты, представленные в Табл. 1 и Табл. 2, определены согласно средним значениям ценовых предложений для различных предприятий от разных компаний, присутствующих на нашем рынке и могут значительно отличаться в зависимости от поставщика и условий поставки. Уровень стоимости актуален на 2018-2019 гг. При использовании настоящей методики после 2020 г. можно увеличить предложенную стоимость.

Установка УКРМ

Стоимость установки УКРМ определяется согласно Табл. 1. При необходимости использования взрывозащищённого исполнения данную стоимость следует увеличить в 4 раза. Для определения типоразмера УКРМ необходимо знать его установленную мощность, которая определяется по выражению

$$Q_c = K_c * P$$

где K_c определяется по таблице 5 с учетом достижения необходимого косинуса ϕ .

Таблица 5

Текущий (действующий) $\cos(\phi)$	Требуемый (желаемый) $\cos(\phi)$									
	0,8	0,82	0,85	0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1
	Коэффициент K_c									

Текущий (действующий) cos (φ)	Требуемый (желаемый) cos (φ)									
	0,8	0,82	0,85	0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1
	Коэффициент Кс									
0,3	2,43	2,48	2,56	2,64	2,7	2,75	2,82	2,89	2,98	3,18
0,32	2,21	2,26	2,34	2,42	2,48	2,53	2,6	2,67	2,76	2,96
0,34	2,02	2,07	2,15	2,23	2,28	2,34	2,41	2,48	2,56	2,77
0,36	1,84	1,89	1,97	2,05	2,1	2,17	2,23	2,3	2,39	2,59
0,38	1,68	1,73	1,81	1,89	1,95	2,01	2,07	2,14	2,23	2,43
0,4	1,54	1,59	1,67	1,75	1,81	1,87	1,93	2	2,09	2,29
0,42	1,41	1,46	1,54	1,62	1,68	1,73	1,8	1,87	1,96	2,16
0,44	1,29	1,34	1,42	1,5	1,56	1,61	1,68	1,75	1,84	2,04
0,46	1,18	1,23	1,31	1,39	1,45	1,5	1,57	1,64	1,73	1,93
0,48	1,08	1,13	1,21	1,29	1,34	1,4	1,47	1,54	1,62	1,83
0,5	0,98	1,03	1,11	1,19	1,25	1,31	1,37	1,45	1,63	1,73
0,52	0,89	0,94	1,02	1,1	1,16	1,22	1,28	1,35	1,44	1,64
0,54	0,81	0,86	0,94	1,02	1,07	1,13	1,2	1,27	1,36	1,56
0,56	0,73	0,78	0,86	0,94	1	1,05	1,12	1,19	1,28	1,48
0,58	0,65	0,7	0,78	0,86	0,92	0,98	1,04	1,11	1,2	1,4
0,6	0,58	0,63	0,71	0,79	0,85	0,91	0,97	1,04	1,13	1,33
0,61	0,55	0,6	0,68	0,76	0,81	0,87	0,94	1,01	1,1	1,3
0,62	0,52	0,57	0,65	0,73	0,78	0,84	0,91	0,99	1,06	1,27
0,63	0,48	0,53	0,61	0,69	0,75	0,81	0,87	0,94	1,03	1,23
0,64	0,45	0,5	0,58	0,66	0,72	0,77	0,84	0,91	1	1,2
0,65	0,42	0,47	0,55	0,63	0,68	0,74	0,81	0,88	0,97	1,17
0,66	0,39	0,44	0,52	0,6	0,65	0,71	0,78	0,85	0,94	1,14
0,67	0,36	0,41	0,49	0,57	0,63	0,68	0,75	0,82	0,9	1,11
0,68	0,33	0,38	0,46	0,54	0,59	0,65	0,72	0,79	0,88	1,08
0,69	0,3	0,35	0,43	0,51	0,56	0,62	0,69	0,76	0,85	1,05
0,7	0,27	0,32	0,4	0,48	0,54	0,59	0,66	0,73	0,82	1,02
0,71	0,24	0,29	0,37	0,45	0,51	0,57	0,63	0,7	0,79	0,99
0,72	0,21	0,26	0,34	0,42	0,48	0,54	0,6	0,67	0,76	0,96
0,73	0,19	0,24	0,32	0,4	0,45	0,51	0,58	0,65	0,73	0,94
0,74	0,16	0,21	0,29	0,37	0,42	0,48	0,55	0,62	0,71	0,91
0,75	0,13	0,18	0,26	0,34	0,4	0,46	0,52	0,59	0,68	0,88
0,76	0,11	0,16	0,24	0,32	0,37	0,43	0,5	0,57	0,65	0,86
0,77	0,08	0,13	0,21	0,29	0,34	0,4	0,47	0,54	0,63	0,83
0,78	0,05	0,1	0,18	0,26	0,32	0,38	0,44	0,51	0,6	0,8
0,79	0,03	0,08	0,16	0,24	0,29	0,35	0,42	0,49	0,57	0,78
0,8		0,05	0,13	0,21	0,27	0,32	0,39	0,46	0,55	0,75
0,81			0,1	0,18	0,24	0,3	0,36	0,43	0,52	0,72
0,82			0,08	0,16	0,21	0,27	0,34	0,41	0,49	0,7
0,83			0,05	0,13	0,19	0,25	0,31	0,38	0,47	0,67
0,84			0,03	0,11	0,16	0,22	0,29	0,36	0,44	0,65
0,85				0,08	0,14	0,19	0,26	0,33	0,42	0,62
0,86				0,05	0,11	0,17	0,23	0,3	0,39	0,59
0,87					0,08	0,14	0,21	0,28	0,36	0,57
0,88					0,06	0,11	0,18	0,25	0,34	0,54
0,89					0,03	0,09	0,15	0,22	0,31	0,51
0,9						0,06	0,12	0,19	0,28	0,48

Например, на предприятии установлен трансформатор ТМ-100/6, работающий со средним коэффициентом загрузки 0,5, фактический $\cos \varphi = 0,6$. За счет установки УКРМ предполагается довести $\cos \varphi$ до величины 0,95. Тогда коэффициент актуальности применения устройств компенсации реактивной мощности будет равен $K_{\text{КРМ}} = 4,475$ кВт. При круглогодичной работе трансформатора $T_p = 8760$ потенциал энергосбережения будет равен

$$\Pi_{\text{э}_{\text{крм}}} = K_{\text{КРМ}} * T_p = 4,475 * 8760 = 39201 \text{ кВт*ч}$$

Максимальная мощность потребляемая трансформатором 75 кВт, K_c при изменении $\cos \varphi = 0,6$ до уровня $\cos \varphi = 0,95$ равен 1, тогда

$$Q_c = K_c * P = 1 * 75 = 75 \text{ кВар}$$

Экономический эффект от установки УКРМ будет равен при стоимости электроэнергии $C_3 = 17$ тг/кВт*ч

$$\Pi_{\text{э}_{\text{крм}(тг)}} = \Pi_{\text{э}_{\text{крм}}} * C_3 = 39201 * 17 = 666417 \text{ тг}$$

Стоимость УКРМ в соответствии с данными таблицы 4 составит 560 тыс. тг.

Вывод одного из трансформаторов в резерв

Данное мероприятие обычно является беззатратным, однако в случаях, когда для его реализации требуется установка дополнительного оборудования, такого как секционные выключатели или дополнительная секция шин (оборудование для обвязки функции отключения трансформаторов отдельно). В случае необходимости установки дополнительного оборудования допускается определять затраты как 50% от стоимости одного силового трансформатора рассматриваемой подстанции (Табл. 1), это позволит ориентировочно определить стоимость затрат на дополнительное оборудование.

Перевод на более высокое напряжение первичной обмотки

Данное мероприятие предусматривается только для подстанций с напряжением 6/0,4 кВ, т.к. для них не требуется замена траверс, опор и т.д. Затраты будут включать только замену трансформаторов подстанции и затраты, связанные с переключением линии электропитания на отходящие шины напряжения 10 кВ. Соответственно данное мероприятие актуально для тех подстанций, где данные условия есть. Для подстанций, где для перехода системы электропитания на 10 кВ требуется реконструкция всех подстанций системы электропитания – нерентабельно либо требует проведения полноценного технико-экономического обоснования.

Затраты для данного мероприятия определяются согласно Табл. 1, при необходимости установки дополнительного оборудования для секций 10 кВ – его можно оценить как 50% от стоимости одного соответствующего трансформатора. Дополнительное оборудование включает в себя разъединитель, токоведущие шины и прочий ограниченный набор узлов и деталей, необходимый для подключения линии снабжения рассматриваемой подстанции на головной подстанции к шинам 10 кВ.

Замена трансформаторов/ реконструкция подстанции

В случаях применения данного мероприятия стоимость определяется исходя из количества силовых трансформаторов, входящих в комплектность рассматриваемой подстанции.

Например, при замене трансформатора ТМ-100/6 работающий со средним коэффициентом загрузки 0,9 более 30 лет на энергоэффективный трансформатор мощностью 250 кВА, коэффициент актуальности замены будет равен $K_{зам} = 1,55$ кВт. При круглогодичной работе трансформатора $T_p = 8760$ потенциал энергосбережения будет равен

$$Пэ_{рез} = K_{напр} * T_p = 1,55 * 8760 = 13578 \text{ кВтч}$$

Экономический эффект от замены трансформатора будет равен при стоимости электроэнергии $C_3 = 17$ тг/кВт*ч

$$Пэ_{ккм(тг)} = Пэ_{ккм} * C_3 = 13578 * 17 = 230826 \text{ тг}$$

Стоимость нового трансформатора в соответствии с данными таблицы 3 составит более 1000 тыс. тг.

8.6.3 Определение простого срока окупаемости

Минимальный уровень эффективности мероприятий по энергосбережению должен быть определён заказчиком экспресс-аудита, но при отсутствии данных требований необходимо рассматривать мероприятия со сроком окупаемости не более 5 лет, данную норму используют все западные инвестиционные фонды при глобальном рассмотрении финансовых проектов.

Простой срок окупаемости определяется согласно Приложение 4 Ранжирование мероприятий по финансовой привлекательности по следующей формуле:

$$Cp_o = \frac{P_m}{Пэ_{тг}}$$

где

Cp_o – простой срок окупаемости, лет;

P_m – затраты на реализацию мероприятия, тыс. тг;

$Пэ$ – потенциал энергосбережения/экономия ежегодная при внедрении мероприятия в денежном эквиваленте, тыс. тг.

Приложение 1 Опросный лист для подстанций

№ п/п	Тип подстанции (кВ/кВ)	Установленная мощность подстанции, МВА	Холостой ход трансформаторов, кВт	Потери короткого замыкания, кВт	Состав трансформаторной подстанции Тип трансформаторов, год изготовления, режим работы	Фактическая нагрузка подстанции (средняя), кВт	Время работы за год, ч	Средние значения косинуса фи	Тип и длина линий / кабелей до подстанции
1	2	3	4 (хх)	5 (кз)	6	7	8 (T_p)	9 ($\cos\phi$)	10 (L)
1	10/0,4	1,260	ТМ-630 – 1,3 кВт	ТМ-630 – 7,6 кВт	ТМ-630 (1962 г.в.) – в работе ТМ-630 (1995 г.в.) – в работе	150-230 кВА (12-18%)	8760	0,6	АС-120 – 5 км (в 2 линии по 5 км)
2	6/0,4	0,1	ТМ-100/6 – 0,36 кВт	ТМ-100/6 – 2,27 кВт	ТМ-630 (1965 г.в.) – в работе ТМ-630 (1985 г.в.) – в работе	80-90 кВА (80-90 %)	8760	0,8	

Примечание:

При сборе данных следует определить тарифную стоимость электроэнергии – определяется согласно суммарных затрат на поставку электроэнергии относительно общего количества потреблённой электроэнергии за последние 6 месяцев (используется для определения финансовой эффективности)

Данные в таблице представлены в качестве примера

Приложение 2 Анализ основных характеристик подстанций

№ п/п	Наименование подстанции	Для каждого критерия устанавливается степень, которую определяет энергоаудитор на основании проведённого обследования, анализа информации и т.д.						
		Высокая или низкая нагрузка трансформаторов (0-1)	Высокая установленная мощность (0-1)	Постоянный режим работы (0-1)	Низкий коэффициент мощности (0-1)	Коэффициент потерь в сетях предприятия (0-1)	Снижение токовой загрузки (0-1)	Потери электроэнергии в сетях высокого напряжения, %
1	2	3 (K _з)	4 (δN)	5 (K _i)	6 ($\Delta \varphi$)	7 (K _п)	8 (ΔI)	9 (K _{пот})
1	ТП №1	0,9	0,2	1	0,35	0,12	0,6	4

Данные в таблице представлены в качестве примера

Приложение 3 Анализ эффективности типовых мероприятий

№ п/п	Наименование подстанции	Установка УКРМ	Вывод одного из трансформаторов в резерв	Перевод на более высокое напряжение первичной обмотки	Замена трансформаторов/ реконструкция подстанции
1	2	K _{КРМ}	K _{рез}	K _{напр}	K _{зам}
2					
3					
4					

Приложение 4 Ранжирование мероприятий по финансовой привлекательности

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование мероприятия	Предполагаемый уровень затрат (согласно таблицы), тыс. тг	Потенциал энергосбережения, кВт*ч		Простой срок окупаемости
				кВт*ч/год	Тыс. тг	
1	2	3	4 (P _м)	5 (П _{энат})	6 (П _{этг})	7 (C _{рo})

1.						
----	--	--	--	--	--	--

(при отсутствии собственной, методика ранжирования согласно НТД РК или ENSI)

Список литературы

1. Обзор государственной политики Республики Казахстан в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, Брюссель, 2014
2. KAZENERGY (2017). Национальный Энергетический Доклад.
3. Учебно-методическое руководство по энергетическому экспресс-аудиту/Под общей редакцией д.т.н. А. Новосельцева и д.т.н. Г. Таткеевой, Астана. 2014. –123 с.
4. Правила проведения энергоаудита Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 августа 2012 года №1115
5. Методика проведения энергоаудита котельных установок с установленной мощностью до 100 Гкал/час. Утв. приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан от 27.12.2013 г. № 394-нқ с 01.05.2014 г.
6. Щелоков Я.М. Энергетическое обследование: справочное издание: В 2-х томах. Том 2. Электротехника. Екатеринбург: 2011. 150 с.
7. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов / под ред. О.Л. Данилова и П.А. Костюченко. М.: ЗАО «Технопромстрой», 2006.
8. Данилов Н.И. Основы энергосбережения: учебник – 2-е изд., доп. и перераб. / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков; под общ. ред. Н.И. Данилова. Екатеринбург: Изд. дом «Автограф». 2010. 528 с.