



П РА В И Т Е Л Ъ С Т В О М О С К В Ы
Д Е П А Р Т А М Е Н Т Э К О Н О М И Ч Е С К О Й П О Л И Т И К И
И Р А З В И Т И Я Г О Р О Д А М О С К В Ы

П Р И К А З

25 марта 2021 года

№ 30-ТД

**Об установлении Требований
к программам в области
энергосбережения и
повышения энергетической
эффективности организаций,
осуществляющих регулируемые
виды деятельности на территории
города Москвы**

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности», Требованиями к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 398, Методикой расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях, утвержденной приказом

Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 399, Законом города Москвы от 05 июля 2006 г. № 35 «Об энергосбережении в городе Москве», Государственной программой города Москвы «Развитие коммунально-инженерной инфраструктуры и энергосбережение», утвержденной постановлением Правительства Москвы от 27 сентября 2011 г. № 451-ПП, **приказываю:**

1. Утвердить Требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории города Москвы, согласно приложению № 1 к настоящему приказу.

2. Организациям, указанным в приложении № 2 к настоящему приказу, привести программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствие с Требованиями к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории города Москвы, в трехмесячный срок с даты вступления в силу настоящего приказа.

3. Признать утратившим силу приказ Департамента экономической политики и развития города Москвы от 30 октября 2017 г. № 227-ПР «Об установлении Требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории города Москвы».

4. Настоящий приказ вступает в силу со дня его официального опубликования.

5. Контроль за выполнением настоящего приказа возложить на заместителя руководителя Департамента экономической политики и развития города Москвы П.Д. Федорова.

**Исполняющий обязанности
руководителя Департамента экономической
политики и развития города Москвы**

А.Э. Сибрин

Приложение № 1

к приказу Департамента
экономической политики
и развития города Москвы
от 25.03 2021 № 30 - ТД

**ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММАМ В ОБЛАСТИ
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИЙ,
ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ РЕГУЛИРУЕМЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДА МОСКВЫ**

I. Общие положения

1. Настоящие Требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории города Москвы (далее – Требования), разработаны в соответствии с:

Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2021 г. № 161 «Об утверждении требований к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»;

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации»;

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях»;

Законом города Москвы от 05 июля 2006 г. № 35 «Об энергосбережении в городе Москве»;

постановлением Правительства Москвы от 27 сентября 2011 г. № 451-ПП «Об утверждении Государственной программы города Москвы «Развитие коммунально-инженерной инфраструктуры и энергосбережение».

2. Настоящие Требования распространяются на программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (далее – Программы энергосбережения) регулируемых организаций, государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) которых осуществляется Департаментом экономической политики и развития города Москвы (далее – Департамент).

3. Настоящие Требования установлены в отношении каждой организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности (в отношении регулируемых организаций, осуществляющих аналогичные виды регулируемой деятельности и имеющих сходные друг с другом экономические, технические характеристики и условия деятельности).

4. Программа энергосбережения разрабатывается:

а) на срок не менее 3 лет;

б) на срок действия инвестиционной программы в случае, если организация, осуществляющая регулируемые виды деятельности,

разрабатывает инвестиционную программу, срок действия которой превышает 3 года;

в) на срок действия долгосрочных тарифов в случае, если для организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности, устанавливаются долгосрочные тарифы.

5. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности формируется на бумажном носителе. Отчетность формируется на бумажном носителе и в электронном виде.

6. Отчетность формируется нарастающим итогом с начала действия программы и в разрезе отчетного периода.

II. Требования к составу и содержанию Программ энергосбережения

7. Программы энергосбережения должны содержать:

а) целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации соответствующей Программы энергосбережения;

б) перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения;

в) показатели энергетической эффективности объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности;

г) значения целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации этих программ, и иные показатели.

8. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности должны быть взаимоувязаны по срокам выполнения, по источникам и объемам финансирования, целевым показателям.

9. Включение каждого мероприятия в Программу энергосбережения должно быть обосновано и увязано с текущим состоянием систем регулируемых организаций.

Мероприятия должны быть ранжированы по приоритетности их реализации, при этом выбор приоритетов также должен быть обоснован.

10. Целевое назначение исполнения каждого мероприятия должно быть представлено в виде цифрового показателя (целевого индикатора), отражающего размер экономии энергоресурсов.

11. Показатели энергетической эффективности объектов устанавливаются:

а) отдельно в отношении каждого осуществляемого регулируемой организацией регулируемого вида деятельности;

б) в отношении всех или части объектов, создание или модернизация которых планируется производственной программой или инвестиционной программой регулируемой организации.

III. Рекомендации по формированию документации Программы энергосбережения

12. В состав документации Программы энергосбережения входят:

а) титульный лист Программы энергосбережения;

б) паспорт Программы энергосбережения;

в) общая дорожная карта Программы энергосбережения;

г) пояснительная записка к Программе энергосбережения;

д) реестр проектов Программы энергосбережения;

е) форма целевых и прочих показателей Программы энергосбережения;

ж) форма перечня мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и (или) повышение энергетической эффективности;

з) документы и материалы, обосновывающие стоимость и необходимость реализации энергосберегающих мероприятий;

и) технико-экономический анализ проектов Программы энергосбережения.

13. Титульный лист Программы энергосбережения оформляется по форме, приведенной в приложении № 1 к настоящим Требованиям.

14. Паспорт Программы энергосбережения формируется на основании общей дорожной карты Программы энергосбережения и реестра проектов Программы энергосбережения. Инструкция по формированию паспорта Программы энергосбережения приведена в приложении № 2 к настоящим Требованиям.

15. Инструкция по формированию паспорта проекта, разрабатываемого в рамках Программы энергосбережения, и пояснительной записки к нему приведена в приложении № 3 к настоящим Требованиям.

16. Основой для формирования Программы энергосбережения являются мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Мероприятия, включаемые в Программу энергосбережения, должны быть оформлены в виде отдельных проектов. Это означает, что для каждого мероприятия должны быть разработаны:

а) паспорт проекта в соответствии с Инструкцией по формированию паспорта проекта Программы энергосбережения согласно приложению № 3 к настоящим Требованиям;

б) дорожная карта проекта в соответствии с Инструкцией по формированию дорожной карты проекта, разрабатываемого в рамках Программы энергосбережения, согласно приложению № 4 к настоящим Требованиям;

в) формы целевых и прочих показателей Программы энергосбережения согласно приложению № 5 к настоящим Требованиям.

17. Порядок отбора проектов (взаимоувязанной системы мероприятий) для включения их в Программы энергосбережения определен в приложении № 6 к настоящим Требованиям.

18. В проектный состав Программы энергосбережения должны входить мероприятия по созданию или модернизации объектов, реализуемые в соответствии с производственной программой, инвестиционной программой организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности.

19. Проекты, разработанные в соответствии с настоящими Требованиями, заносятся в общую дорожную карту Программы энергосбережения согласно Инструкции по формированию и заполнению Дорожной карты Программы энергосбережения (приложение № 7 к настоящим Требованиям).

20. Реестр проектов Программы энергосбережения формируется в соответствии с приложением № 8 к настоящим Требованиям. К реестру проектов Программы энергосбережения должны быть приложены паспорта и дорожные карты проектов, разработанные в соответствии с настоящими Требованиями.

21. Технико-экономический анализ проектов Программы энергосбережения оформляется в соответствии с таблицей 6.3 приложения № 6 к настоящим Требованиям.

22. Дополнительно к Программе энергосбережения Департамент вправе запросить отчет о реализации положений Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», в том числе в части реализации мероприятий программы энергосбережения, соответствия параметров энергосберегающих мероприятий и целевых показателей программы производственным и(или) инвестиционным программам регулируемых организаций, а также информации о сохранении за организациями экономии, полученной ими при осуществлении регулируемых видов деятельности в результате проведения мероприятий

по сокращению объема используемых энергетических ресурсов (в том числе потерь энергетических ресурсов при их передаче) .

IV. Контроль за реализацией Программ энергосбережения

23. Контроль за реализацией Программ энергосбережения осуществляется Департаментом в соответствии с положениями настоящих Требований.

24. В целях осуществления Департаментом контроля за реализацией Программ энергосбережения регулируемые организации представляют в Департамент отчет о реализации программы, включающий:

а) сведения об оснащенности приборами учета организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности (приложение № 9 к настоящим Требованиям);

б) отчет о ходе реализации мероприятий Программы энергосбережения (приложение № 10 к настоящим Требованиям) с приложением пояснительной записки;

в) отчет о достижении целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории города Москвы (таблица 10.4 приложения № 10 к настоящим Требованиям).

25. Отчеты, указанные в пункте 23 настоящих Требований, представляются организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности, в адрес Департамента в следующие сроки:

- промежуточный квартальный – в течение 20 дней после окончания каждого квартала в течение срока действия Программы энергосбережения;

- итоговый годовой – ежегодно до 01 апреля года, следующего за отчетным (годовая отчетность формируется по состоянию на 01 января года, следующего за отчетным).

V. Обязательные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения

26. Расходы на проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, обеспечивающих достижение утвержденных целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также на проведение мероприятий, обязательных для включения в Программы энергосбережения, подлежат учету при установлении цен (тарифов) на товары, услуги таких организаций (в том числе при определении инвестированного капитала, учитываемого при установлении долгосрочных тарифов) с учетом данных прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

27. При формировании проектного состава Программы энергосбережения должны быть определены ожидаемый экономический и технологический эффект от реализации каждого из обязательных мероприятий и ожидаемый срок их окупаемости. Принципы определения регулируемой организацией экономического и технологического эффекта от реализации мероприятий и сроков их окупаемости, а также порядок проведения процедуры отбора проектов в проектный состав Программы энергосбережения приведены в приложении № 6 к настоящим Требованиям.

28. Сроки проведения обязательных мероприятий формируются регулируемой организацией с учетом необходимости их соответствия целевым показателям, отражающим результаты, достижение которых должно обеспечиваться регулируемой организацией в ходе реализации таких мероприятий.

29. Перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения приведены в приложении № 11 к настоящим Требованиям.

VI. Принципы формирования Программы энергосбережения по источникам финансирования мероприятий

30. Распределение объемов финансирования проектов Программы энергосбережения по источникам финансирования должно производиться организацией с учетом требований статьи 25 Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» в части экономического стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности при осуществлении регулируемых видов деятельности и в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, а именно:

30.1. В целях экономического стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности при осуществлении регулируемых видов деятельности (за исключением транспортировки, поставок газа) регулирование цен (тарифов) на товары, услуги организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, должно осуществляться в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации о государственном регулировании цен (тарифов) преимущественно в форме установления долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, в том числе на основе метода обеспечения доходности инвестированного капитала, в частности с применением метода сравнения аналогов.

30.2. Расходы на проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, обеспечивающих достижение утвержденных целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также на проведение мероприятий, обязательных для включения в Программы энергосбережения, подлежат

учету при установлении цен (тарифов) на товары, услуги таких организаций (в том числе при определении инвестированного капитала, учитываемого при установлении долгосрочных тарифов) с учетом данных прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

30.3. При переходе на расчеты за энергетические ресурсы на основании данных, определенных при помощи приборов учета используемых энергетических ресурсов, в подлежащую учету при установлении регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче соответствующих энергетических ресурсов необходимую валовую выручку организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов, могут включаться затраты таких организаций на реализацию действий по сокращению потерь энергетических ресурсов, возникающих при их передаче, на период не более чем пять лет при условии обеспечения экономического эффекта для потребителей от такого сокращения в виде уменьшения стоимости используемых энергетических ресурсов в сопоставимых условиях.

При осуществлении государственного регулирования цен (тарифов) на товары, услуги организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, сохранение за такими организациями экономии, полученной ими при осуществлении регулируемых видов деятельности в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов (в том числе потерь энергетических ресурсов при их передаче), при условии, что затраты на проведение этих мероприятий не учтены и не будут учтены при установлении регулируемых цен (тарифов) на товары, услуги таких организаций (за исключением услуг по передаче электрической энергии и (или) сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков), не финансировались и не будут финансироваться за счет бюджетных средств. При этом указанная экономия должна быть сохранена за организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и не может быть исключена из необходимой валовой выручки таких организаций на период не менее чем пять лет, а для организаций, которые

оказывают услуги по передаче электрической энергии, и гарантирующих поставщиков, – на десять лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута, в том числе путем установления объема потерь энергетических ресурсов при их передаче, учитываемых при государственном регулировании цен (тарифов) на услуги по передаче энергетических ресурсов, на уровне, соответствующем уровню, имеющемуся до проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, с учетом заданной при установлении долгосрочных тарифов динамики снижения.

По истечении указанного срока цены (тарифы) на соответствующие товары, услуги должны устанавливаться с учетом полученной такими организациями экономии от проведения этих мероприятий и обеспечивать эффект для потребителей от указанной экономии, в том числе путем снижения объема потерь энергетических ресурсов при их передаче, подлежащего учету при установлении регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче энергетических ресурсов. Порядок, методы и принципы установления цен (тарифов) на товары, услуги организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, с учетом положений настоящей части устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о государственном регулировании цен (тарифов).

30.4. При установлении цен (тарифов) на энергетические ресурсы, цены (тарифы) на которые в соответствии с законодательством Российской Федерации подлежат государственному регулированию, потребителям должна быть обеспечена возможность выбора цен (тарифов), которые дифференцированы по времени суток (установленным периодам времени). Также может применяться дифференциация указанных цен (тарифов) по иным критериям, отражающим степень использования энергетических ресурсов. Порядок такой дифференциации цен (тарифов) на энергетические ресурсы устанавливается в соответствии с законодательством Российской Федерации о государственном регулировании цен (тарифов).

31. Планирование возможных источников финансирования производится на период действия Программы энергосбережения.

В случае если в рамках Программы энергосбережения реализуются проекты инвестиционной программы организации, источники финансирования Программы энергосбережения рассчитываются на период реализации инвестиционной программы.

32. Перечень возможных источников финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности включает в себя:

32.1. Собственные средства, в том числе:

а) прибыль, направляемая на инвестиции, в том числе:

прибыль, учтенная в тарифе;

прибыль от технологического присоединения (подключения);

прибыль от нерегулируемых видов деятельности;

прочая прибыль;

б) амортизация, в том числе:

амортизация, учтенная в тарифе;

амортизация от других видов деятельности;

в) прочие собственные средства (расшифровать);

г) нераспределенная прибыль (остаток собственных средств на начало года);

д) расходы в составе себестоимости (текущие расходы по основной деятельности).

32.2. Привлеченные средства, в том числе:

а) займы/кредиты;

б) прочие привлеченные средства.

32.3. Бюджетное финансирование.

32.4. Энергосервисные контракты.

VII. Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации Программ энергосбережения

33. Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности устанавливаются в виде относительных, абсолютных, удельных и сравнительных показателей (таблица 1.1):

общие целевые показатели для всех видов регулируемой деятельности;
индивидуальные целевые показатели по видам деятельности.

34. Расчет значений целевых показателей региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности выполняется в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2014 г. № 399 «Об утверждении методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях».

35. Расчет значений целевых показателей для отдельных Программ энергосбережения рассчитываются организациями самостоятельно, с учетом рекомендаций по расчету целевых показателей эффективности энергосберегающих мероприятий (для регулируемых организаций), представленных в приложении № 12 к настоящим Требованиям, с предоставлением соответствующего обоснования. Целевые показатели определяются соотношением индикаторов расчетного года и года, предшествующего году начала Программы энергосбережения (базовый год).

36. Расчет базовых значений показателей энергетической эффективности организаций по отдельным регулируемым видам деятельности должен быть произведен на основе данных формы федерального статистического наблюдения:

форма 46-ЭЭ (передача) «Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями»;

форма 46-ТЭ «Сведения о полезном отпуске (продаже) тепловой энергии»;

форма 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией».

37. Совокупность основных целевых показателей по всем проектам, включенным в Программу, должна обеспечивать выполнение суммарных для организации целевых значений показателей.

38. Организация может исключить часть показателей энергетической эффективности, если они не относятся к ее непосредственной деятельности.

Таблица 1.1. Целевые показатели по видам регулируемой деятельности.

№ п/п	Наименование вида деятельности/целевого показателя*	Единица измерения**
1	Общие целевые показатели для всех видов регулируемой деятельности	
1.1	Увеличение доли оказанных услуг потребителям по приборам учета	%
1.2	Увеличение оснащенности зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности организации или на другом законном основании, приборами учета используемых энергоресурсов: воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии	%
1.3	Сокращение удельного расхода электрической энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности организации или на другом законном основании	кВтч/м ² , %
1.4	Сокращение удельного расхода тепловой энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности организации или на другом законном основании	Гкал/м ³ , %
1.5	Сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых организацией при оказании услуг	т у.т./км, %
1.6	Снижение расхода энергетических ресурсов на производственные и хозяйственные нужды	
	электрической энергии	тыс. кВтч, %
	тепловой энергии	Гкал, %
	воды	тыс. м ³ , %
1.7	Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств	%
2	Индивидуальные целевые показатели по видам деятельности	
2.1	Производство, передача, распределение и сбыт электрической энергии (мощности)	
2.1.1	Снижение потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	тыс. кВтч, %
2.1.2	Снижение удельного расхода топлива на выработку электрической энергии тепловыми электростанциями	г у.т./кВтч
2.2	Производство, передача и сбыт тепловой энергии	
2.2.1	Снижение величины потерь тепловой энергии при ее передаче	Гкал, %
2.2.2	Снижение удельного расхода топлива на производство тепловой энергии тепловыми источниками	кг у.т./Гкал
2.2.3	Снижение удельного расхода электрической энергии на выработку и передачу тепловой энергии от тепловых источников	кВтч/Гкал
2.2.4	Снижение удельного расхода электрической энергии на транспортировку тепловой энергии по тепловым сетям	кВтч/Гкал

2.2.5	Снижение удельного расхода воды на производство тепловой энергии	м ³ /Гкал
2.3	Холодное водоснабжение, водоотведение и очистка сточных вод	
2.3.1	Снижение потерь воды при ее передаче (транспортировке) по водопроводным сетям	тыс. м ³ , %
2.3.2	Снижение удельного расхода электрической энергии на подъем, очистку и транспортировку воды	кВтч/м ³
2.3.3	Снижение удельного расхода электрической энергии на водоотведение	кВтч/м ³
2.3.4	Снижение удельного расхода электрической энергии на транспортировку, перекачку и очистку сточных вод	м
2.3.5	Снижение объемов электрической энергии, используемой при передаче (транспортировке) воды	кВтч/м ³ , %
2.4	Перевозка пассажиров железнодорожным транспортом в пригородном сообщении	
2.4.1	Снижение энергоемкости производственной деятельности (на тягу пригородных поездов)	кВтч/км, %
2.4.2	Снижение энергоемкости производственной деятельности (на отопление вагонов пригородных поездов)	кВтч/м ² , %
2.5	Транспортные услуги, оказываемые на подъездных железнодорожных путях	
2.5.1	Снижение удельного расхода электрической энергии, используемой организацией при оказании транспортных услуг на подъездных железнодорожных путях	кВтч/км, %
2.5.2	Снижение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых организацией при оказании транспортных услуг на подъездных железнодорожных путях	т у.т./км, %
2.6	Обращение с твердыми коммунальными отходами	
2.6.1	Снижение удельного расхода электрической энергии на утилизацию ТКО	%
2.6.2	Снижение удельного расхода тепловой энергии на утилизацию ТКО	%
2.6.3	Снижение удельного расхода топлива на утилизацию ТКО	%
2.7	Транспортировка газа по газораспределительным сетям, торговля газообразным топливом	
2.7.1	Снижение удельных потерь газа при его транспортировке по распределительным сетям	нм ³ /км
2.7.2	Снижение потребления природного газа на собственные и технологические нужды при оказании услуг по транспортировке газа	тыс. нм ³ , %

Расчет экономического эффекта от реализации Программы энергосбережения в целом должен производиться с переводом натуральных значений целевых показателей программы в условные единицы.

Коэффициенты пересчета целевых натуральных показателей в условное топливо по угольному эквиваленту приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Коэффициенты пересчета целевых натуральных показателей.

	Единицы измерения*	Коэффициенты пересчета** в условное топливо по угольному эквиваленту
Электроэнергия***	тыс. кВтч	0,123/0,3445
Тепловая энергия	Гкал	0,1486
Газ природный	тыс. м ³	1,154
Мазут	тонна	1,370

*В качестве начальных значений целевых показателей принимаются фактически достигнутые значения за базовый год, выраженные в натуральных единицах. Программы энергосбережения могут содержать иные показатели, отражающие размер экономии энергетических ресурсов и (или) являющиеся целевыми индикаторами выполнения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Изменение целевых показателей, предусмотренных Программой энергосбережения, устанавливается в натуральных и относительных единицах измерения.

**Коэффициенты перерасчета приведены из расчета, что под условным топливом понимается топливо с теплотой сгорания¹ 29300 кДж/кг, а именно 1 кг у.т. = 29,3 МДж = 7000 ккал.

***Коэффициент приведен с учетом КПД котельной установки/с учетом КПД ТЭЦ².

¹ Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах, ГОСТ Р 51750-2001, УДК 339.4.004.018:006.354, Группа Е01.

² Утверждены постановлением Государственного комитета Российской Федерации по статистике от 23.06.1999 № 46.

Приложение № 2

к приказу Департамента
экономической политики
и развития города Москвы
от 25.03 2021 № 30 - ТД

Организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности, на которые распространяются требования к Программам энергосбережения

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
1	Гарантирующие поставщики электрической энергии (сбыт электрической энергии (мощности))
1.1	АО «Мосэнергосбыт»
1.2	ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ»
2	Территориальные сетевые организации (передача электрической энергии)
2.1	АО «Объединенная энергетическая компания»
2.2	АО «Особая экономическая зона «Зеленоград»
2.3	АО «Синтез Групп»
2.4	АО «Управление технической эксплуатации «ВДНХ»
2.5	(ГУП «Московский метрополитен»
2.6	ООО «ЛюксЭнерджи»
2.7	ПАО «Россети Московский регион»
2.8	АО «Мосводоканал»
2.9	АО «МСК Энергосеть»
2.10	ООО «Каскад-Энергосеть»
2.11	АО «Объединенная двигателестроительная корпорация»
2.12	АО «Оборонэнерго» в лице филиала «Центральный»
2.13	Московская дирекция по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
2.14	МУП «Троицкая электросеть»
2.15	ООО «ПОЛЕТ – ИНЖЕНЕР»
2.16	ООО «Московский Прожекторный Завод»
2.17	ООО «ГорТрансЭнерго»
2.18	АО «Территориальная Сетевая Организация Юго-Запада»
2.19	ООО «ЦЭС Инвест»
2.20	АО «Международный аэропорт «Внуково»
2.21	ООО «Техпромэксперт»
2.22	ООО «Развитие»
2.23	ООО «СК ЭНЕРГИЯ»
2.24	АО «СОЦИУМ-ЭНЕРГОСИСТЕМЫ»
2.25	АО «Энергоинвест»
2.26	ООО «Энергии Технологии»
2.27	ООО «ЭНЕРГОКОНСАЛТ»
2.28	ОАО «Ремонтно-строительное предприятие»
2.29	Октябрьская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД»
2.30	ООО «Газпром энерго» в лице Центрально филиала
2.31	ООО «Самолет-Прогрес»
2.32	ОАО «Завод имени Владимира Ильича»
2.33	ООО «ГАЛИОН»
2.34	АО «ЭнергоТЭК»
2.35	ООО «Система»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
2.36	ООО «Электросервис»
2.37	ПАО «ФСК ЕЭС» - Московское ПМЭС
3	Теплоснабжающие и(или) теплосетевые организации
3.1	ПАО «Мосэнерго»
3.2	ПАО «Московская объединенная энергетическая компания»
3.3	ООО «Визит-Москва» филиал Пансионат «Чайка»
3.4	ООО «ГрадИнвест»
3.5	АО «Мосводоканал»
3.6	ОАО «Теплоэнергетическая инвестиционная компания» (ОАО «ТЭИК»)
3.7	ГБУ по эксплуатации высотных административных и жилых домов (ГБУ «ЭВАЖД»)
3.8	ООО «МПЗ»
3.9	ЖСК «Коллективный строитель»
3.10	ООО «Ремэнерго»
3.11	Федеральное Государственно Бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Московский Государственный строительный университет»
3.12	АО «Ведущий научно-исследовательский институт химической технологии»
3.13	ЗАО «Реформа Р.В.С.»
3.14	ОАО «Машиностроительный завод «Маяк»
3.15	Филиал частной акционерной компании с ограниченной ответственностью БИЗНЕС ЦЕНТР СТАНИСЛАВСКИЙ (КИПР) ЛИМИТЕД в Москве, Россия
3.16	АО «Научно-исследовательский институт резиновых и полимерных изделий» (АО «НИИР»)
3.17	ОАО «ЗВИ»
3.18	ФГУП «ФТ-Центр»
3.19	АО «Специализированный застройщик «Пресненский Вал 27»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
3.20	ЗАО «РИСТОКА»
3.21	ООО «ПАТЕКСТРОЙАРСЕНАЛ МГ»
3.22	ООО «Эксплуатационно-техническая компания № 2»
3.23	Компания с ограниченной ответственностью «НЕЗОРАЛ ЛТД» в лице филиала Компании с ограниченной ответственностью «НЕЗОРАЛ ЛТД»
3.24	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Институт теоретической и экспериментальной физики имени А.И. Алиханова Национального исследовательского центра «Курчатовский институт»
3.25	АО «Завод строительных красок и мастик» (АО «СКИМ»)
3.26	ФБУЗ «Лечебно-реабилитационный центр Минэкономразвития России»
3.27	АО «Северная Московская акционерная компания «СМАК»
3.28	ОАО «Бутовский химический завод»
3.29	АО «ТПО «Киностудия им М. Горького»
3.30	АО «99 завод авиационного технологического оборудования» Министерства обороны РФ (АО «99 ЗАТО»)
3.31	ФГАОУ ВПО «Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС»
3.32	ООО «ППК медная фольга»
3.33	АО «Квант-Н»
3.34	ООО «ТСК Мосэнерго» филиала Сколковский
3.35	ООО «Источник»
3.36	ООО «Теплоэнерго МСК»
3.37	АО «Управление технической эксплуатации ВДНХ» (АО «УТЭ ВДНХ»)
3.38	ООО «КОТБУТ»
3.39	Академия ГПС МЧС России
3.40	АО «Технополис «Москва»
3.41	ООО «ПОЛЕТ-ИНЖЕНЕР»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
3.42	ОСО «Геруда»
3.43	ГБУ СО МО «Центр социально-медицинской реабилитации инвалидов и ветеранов боевых действий «Ясенки»
3.44	ФКУЗ «Санаторий «Ватутинки» МВД РФ»
3.45	ОАО «Новомосковский Технопарк»
3.46	ОСО «Теплосервис»
3.47	АС «Особая экономическая зона «Зеленоград»
3.48	ФГУП «НТЦ «Атлас»
3.49	Государственное унитарное предприятие «Московский ордена Ленина и ордена Трудового Красного Знамени метрополитен имени В.И. Ленина»
3.50	АС «Кунцевский комбинат железобетонных изделий № 9»
3.51	ЗАО «Санаторий «Ерино»
3.52	АС «Клинический санаторий Валуево»
3.53	ФГАУ «Оздоровительный комплекс «Архангельское» Управления делами Президента Российской Федерации
3.54	Центральный филиал ООО «Газпром энерго»
3.55	ОАО «Троицкая камвольная фабрика»
3.56	Филиал ОК «Ватутинки ФГБУ ОК «БОР» УДП РФ
3.57	ФГБУ «ЦКБ с поликлиникой» Управления делами Президента РФ
3.58	Федеральное государственное автономное учреждение «Оздоровительный комплекс «Шереметьевский» - ФГАУ «ОК «Шереметьевский»
3.59	ФГУП «Гознак», филиал Московская типография
3.60	ЗАО КСЦ «Переделкино»
3.61	АО Научно-производственное предприятие «Волна»
3.62	ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ» (ТЭЦ МЭИ)
3.63	ООО «Ситиэнерго»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
3.64	АО «Газпромнефть-МНПЗ»
3.65	АО «Теплоэнергетическое предприятие» (АО «ТЭП»)
3.66	АО «Научно-исследовательский центр электронной вычислительной техники» (АО «НИЦЭВТ»)
3.67	ООО «ЕФН-Экотехпром МСЗ 3»
3.68	ООО «ПромЭнергоТех»
3.69	АО «Агрокомбинат Московский»
3.70	МУП «ТРОИЦКТЕПЛОЭНЕРГО»
3.71	ООО «СервисНедвижимость РусГидро»
3.72	ООО «ТеплоСетьЭнерго»
3.73	ООО «Энергия тепла»
3.74	ЖСК «Работников Мосгосфилармония»
3.75	Московский территориальный участок Октябрьской дирекции по теплоснабжению - структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению – филиал ОАО «РЖД»
3.76	Московская дирекция по тепловодоснабжению-структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению
3.77	АО «Дукс»
3.78	ФГБНУ «ФНЦИРИП им. М.П. Чумакова РАН»
3.79	ОО «Солнечный городок» Банка России
3.80	АО «МАНП»
3.81	ООО «Новое строительство»
3.82	АО «Научно-производственное объединение «Московский радиотехнический завод» (АО «НПО «МРТЗ»)
3.83	ГБУ ЦРИ «Красная Пахра»
3.84	ООО «Нью Проперти»
3.85	ООО «Энергосети»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
3.86	ФГАУ «НМИЦ нейрохирургии им. ак. Н.Н.Бурденко» Минздрава России
3.87	АО «ФПК» Пассажирского вагонного депо Москва – структурного подразделения Северо-Западного филиала АО «ФПК»
3.88	АО «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»
3.89	ООО Многопрофильная фирма «И.П.Ф.»
3.90	ФГКУ комбинат «Сигнал» им. А.А. Григорьева Росрезерва
3.91	ООО «СтройРубеж»
3.92	АО «МСК ЭНЕРГО»
3.93	КП «Московская энергетическая дирекция» (Филимонки, Куркино, Береговая)
3.94	ООО «Теплострой»
3.95	ФСО России (Войсковая часть 66631)
3.96	ООО «Городское теплоснабжение»
3.97	ООО «ТЕПЛОВИК»
3.98	ФГКУ «Дом отдыха "Подмосковные вечера»
3.99	ФГБУ «ЦЖКУ»
3.100	ООО «Теплоресурс» Д.У.
3.101	ООО «Декор»
3.102	АО «УК ИП «Нижние котлы»
3.103	ООО «СИРИУС ТЕПЛО»
3.104	ООО «ТеплоЭлектроСити»
3.105	ООО «Красный Октябрь – Рассказовка»
3.106	ООО «Первая транспортная компания»
3.107	АО «СОКОЛ-ЭНЕРГО»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
3.108	АО «СОЦИУМ-ЭНЕРГОСИСТЕМЫ»
3.109	ООО «Промышленная компания «Желатин»
3.110	ООО «Трансресурс»
3.111	ООО «Гранель Инжиниринг»
3.112	ООО «Энергоцентр»
3.113	ООО «Инженерные системы 1»
3.114	ООО «Парк Авеню»
3.115	ООО «Авангард Сервис»
3.116	ФГУП «Торговый дом "Кремлевский»
3.117	АО «Московский бизнес Инкубатор»
3.118	ИП Озеров А.В.
3.119	ФГБУ «ЖКУ РАН»
3.120	ООО «ТеплоВодоСнабжение»
3.121	АО «НИУИФ»
Сфера горячего водоснабжения	
4.1	ЗАО «Санаторий «Ерино»
4.2	АО «Клинический санаторий Валуево»
4.3	Федеральное государственное автономное учреждение «Оздоровительный комплекс «Шереметьевский» - ФГАУ «ОК «"Шереметьевский»
4.4	ФГАУ «Оздоровительный комплекс «Архангельское» Управления делами Президента РФ
4.5	ООО «Теплострой»
4.6	АО «СОКОЛ-ЭНЕРГО»
4.7	АО «СОЦИУМ-ЭНЕРГОСИСТЕМЫ»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
4.8	ФГБУ «ЦКБ с поликлиникой» Управления делами Президента РФ
4.9	ООО «Промышленная компания «Желатин»
4.10	ООО «КСЦ "Переделкино»
5	Водоснабжение и водоотведение
5.1	АО «Агрокомбинат «Московский»
5.2	ФГБУ «ОК «Десна» УД П РФ»
5.3	ЗАО «Реформа Р.В.С.»
5.4	АО «ГНЦ РФ ТРИНИТИ»
5.5	ООО «Новое строительство»
5.6	АО «Технополис «Москва»
5.7	АО «МБИ»
5.8	АО «МАНП»
5.9	АО «Газпромнефть - Московский НПЗ»
5.10	ФГБУ «ОК "Бор» УДП РФ в лице филиала «ОК «Ватутинки»
5.11	НП «Коттеджный поселок «Городок К»
5.12	ОАО «Дубровицы»
5.13	ПАО «Газпром» в лице филиала «Дом приемов «Богородское»
5.14	ГБУ г. Москвы Психоневрологический интернат № 5 ДСЗН г. Москвы
5.15	АО «Троицкая камвольная фабрика»
5.16	ФКУЗ «Санаторий «Ватутинки» МВД РФ»
5.17	ООО «Кузнецовский комбинат»
5.18	ЗАО «Санаторий «Ерино»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
5.19	ООО «Теплосервис»
5.20	ФГБУ «Канал имени Москвы»
5.21	ФБУЗ «Лечебно-реабилитационный центр Министерства экономического развития РФ»
5.22	Филиал ООО «Газпром трансгаз Москва» УЭЗС
5.23	ФГКУ «Дом отдыха «Подмосковные вечера»
5.24	ЦБ РФ Оздоровительное объединение «Солнечный городок» Банка России
5.25	ПАО «МОЭК»
5.26	ГБУ СО МО «Центр социально-медицинской реабилитации инвалидов и ветеранов боевых действий «Ясенки»
5.27	ГБУ города Москвы Центра реабилитации инвалидов «Красная Пахра»
5.28	ООО «Инженерные системы 1»
5.29	ФГАУ «Оздоровительный комплекс «Архангельское» УДП РФ
5.30	МУП «Водоканал» г. Подольска
5.31	АО Клинический санаторий «Валуево»
5.32	ООО «Кардиологический санаторный центр "Переделкино»
5.33	ООО «ЖКХ "Водоканал+»
5.34	АО «Щербинский завод электроплавленных огнеупоров»
5.35	Московская дирекция по тепловодоснабжению - структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО «РЖД»
5.36	Октябрьская дирекция по тепловодоснабжению - СП Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО «РЖД»
5.37	ОАО «Новомосковский Технопарк»
5.38	ООО «Московский Проекторный Завод»
5.39	ОАО «Дукс»
5.40	ОАО «Кимпор»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
5.41	ПАО «Карачаровский механический завод»
5.42	АО «Международный аэропорт «Внуково»
5.43	ООО «ПОЛЕТ-ИНЖЕНЕР»
5.44	ЗАО «Микояновский мясокомбинат»
5.45	АО «НИУИФ» им. Я.В. Самойлова
5.46	АО «НИЦЭВТ»
5.47	Центральный филиал ООО «Газпром энерго»
5.48	АО «Мосводоканал»
5.49	ГУП «Московский метрополитен»
5.50	ООО «СтройРубеж»
5.51	ООО «Комплексные Системы А»
5.52	ООО «Комплексные Системы С»
5.53	ООО «АрДиАй Ресурс»
5.54	ГУП «Мосводосток» Сколково
5.55	ООО «Гамма»
5.56	ГУП «Мосводосток»
5.57	МУП «ТРОИЦКТЕПЛОЭНЕРГО»
5.58	ООО «ВИТРО ВИЛЛАДЖ»
5.59	ООО «Теплострой»
5.60	ООО «ГидроИнж»
5.61	ООО «Трансресурс»
5.62	ООО «АВАНГАРД-АГРО-Тула»

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
5.63	ФГБУ «ЦЖКУ» Москва
5.64	ФГУП «Торговый дом «Кремлевский» Управления делами Президента Российской Федерации
5.65	ФГБУ «ЦЖКУ» ТиНАО
5.66	АО «СОЦИУМ-ЭНЕРГОСИСТЕМЫ»
5.67	ООО «Авангард Сервис»
5.68	ООО «УК «БРИСТОЛЬ Сервис»
6	Перевозки пассажиров и багажа всеми видами общественного транспорта в городском и пригородном сообщении
6.1	ГУП «Московский метрополитен»
6.2	ГУП «Мосгортранс»
7	Услуги по перевозке пассажиров железнодорожным транспортом в пригородном сообщении
7.1	АО «Центральная пригородная пассажирская компания»
7.2	АО «Московско-Тверская пригородная пассажирская компания»
8	Транспортные услуги, оказываемые на подъездных путях организациями промышленного железнодорожного транспорта и другими хозяйствующими субъектами независимо от организационно-правовой формы, за исключением организаций федерального железнодорожного транспорта
8.1	ОАО «ОЧАКОВО-ПРОМЖЕЛДОРТРАНС»
8.2	АО «МГАО Промжелдортранс»
8.3	ООО «АВАНГАРД-АГРО-ТУЛА»
9	Деятельность в сфере услуг в аэропортах
9.1	ООО Авиапредприятие «Газпром авиа» в аэропорту «Остафьево»
10	Транспортировка газа по газораспределительным сетям, торговля газообразным топливом
10.1	АО «МОСГАЗ»
11	Сфера обращения с ТКО

№ п/п	Наименование вида деятельности / Наименование организации
1	2
11.1	ООО «Хартия»
11.2	ООО «Экопласт»
11.3	ООО «ЕФН-Экотехпром МСЗ 3»

Приложение № 1

к Требованиям к Программам энергосбережения, утвержденным приказом Департамента экономической политики и развития города Москвы от 25.03.2021 № 30-ТД

Титульный лист Программы энергосбережения (форма)

Наименование организации

УТВЕРЖДАЮ

Должность руководителя

И.О. Фамилия

« » 20 г.

ПРОГРАММА

в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

СОГЛАСОВАНО

Департамент экономической политики и развития города Москвы

« » / 20 г.

СОГЛАСОВАНО

Департамент жилищно-коммунального хозяйства города Москвы

« » / 20 г.

Москва – 20

Приложение № 2

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30 - FD

**Инструкция по формированию паспорта Программы
энергосбережения**

1. Паспорт Программы энергосбережения состоит из формы паспорта программы (таблица 2.1) и пояснительной записки.

2. Графа «Наименование Программы энергосбережения» содержит название Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности регулируемой организации и должна содержать сокращенное наименование такой организации.

3. Графа «Основание для разработки Программы энергосбережения» должна содержать ссылку на нормативно-правовой акт, определяющий необходимость разработки программы.

4. Графа «Разработчики Программы энергосбережения» включает полное наименование организаций, которые выполняли разработку Программы энергосбережения.

5. В графе «Основные исполнители мероприятий Программы энергосбережения» указываются полные наименования юридических лиц, которые будут привлечены для выполнения мероприятий. В случае если исполнителей мероприятий планируется определить по итогам проведения конкурсных процедур, то в данной графе указывается «Исполнители будут определены на основе конкурсных процедур».

6. В графе «Сроки и этапы реализации Программы энергосбережения» должны быть указаны сроки реализации Программы энергосбережения и ее этапы.

Разбиение Программы энергосбережения на этапы не является обязательным и может быть применено по усмотрению регулируемой организации.

7. В графе «Цели Программы энергосбережения» должны быть сформированы основные цели Программы энергосбережения.

8. В графе «Основные задачи Программы энергосбережения» должны быть перечислены основные задачи Программы энергосбережения. При этом перечисленные задачи должны обеспечивать достижение целей Программы энергосбережения в полном объеме.

9. В графе «Основные мероприятия Программы энергосбережения» должны быть перечислены мероприятия Программы энергосбережения. Однотипные технологические мероприятия, реализуемые на разных объектах, могут быть указаны под общим названием, характеризующим технологическое направление реализации таких мероприятий.

10. В графе «Финансовое обеспечение Программы энергосбережения» должен быть указан общий объем финансирования за весь период реализации Программы энергосбережения. Общий объем финансирования Программы энергосбережения должен быть детализирован по годам и источникам финансирования.

11. В графе «Ожидаемые результаты реализации Программы энергосбережения» должны быть указаны:

общие показатели в области энергосбережения и энергоэффективности Программы энергосбережения;

единицы измерения общих показателей в области энергосбережения и энергоэффективности Программы энергосбережения;

базовые значения (базовый год – год, предшествующий году начала действия Программы энергосбережения);

единицы измерения общих и индивидуальных показателей в области энергосбережения и энергоэффективности Программы энергосбережения;

целевые значения общих показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности Программы энергосбережения с разбивкой по годам и суммарно за период реализации Программы энергосбережения.

12. В графе «Система организации управления и контроля за реализацией Программы энергосбережения» указываются должностные лица, ответственные за управление Программой энергосбережения, сроки контроля Программы энергосбережения и должностные лица, ответственные за осуществление контроля.

В пояснительной записке к паспорту Программы энергосбережения указывается:

а) информация об организации:

основные виды деятельности организации;

наличие зданий административного и административно-производственного назначения, в том числе сведения об общей площади зданий, общем объеме зданий и отопляемом объеме зданий;

сведения о наличии автотранспорта и спецтехники;

сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии, в том числе данные об их оснащении приборами учета, информация о количестве точек приема (поставки), оснащенных автоматизированной информационной измерительной системой, не оснащенных либо оснащенных с нарушением требований нормативной технической документации;

сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, в том числе с разделением по видам энергетических ресурсов (электроэнергия, тепловая энергия, газ, холодное и горячее водоснабжение), в том числе данные об их оснащении приборами учета;

сведения о потреблении используемых энергетических ресурсов по видам этих энергетических ресурсов;

для организаций, осуществляющих деятельность, связанную с передачей и распределением электрической энергии, необходимо указывать показатели баланса электрической энергии, в том числе отпуск электрической энергии (отпуск из сети); потребление электрической энергии; отпуск электрической энергии без учета «последней мили» и объема электрической энергии, отпущенной с шин генераторов; отпуск электрической энергии в соответствии с экономическим балансом электрической энергии по уровням напряжения, потери электрической энергии; технологические и нетехнологические потери электрической энергии, в том числе все показатели приводятся по уровням напряжения;

б) текущее состояние в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации;

в) информация о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации за последние 5 лет;

г) сравнение показателей деятельности организации с компаниями, достигшими наилучших показателей в аналогичной сфере деятельности, из числа российских и зарубежных компаний;

д) экономические показатели программы организации, включающие в себя:

затраты организации на программу в натуральном выражении;

затраты организации на программу в процентном выражении от инвестиционной программы;

источники финансирования программы как на весь период действия, так и по годам;

е) изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы;

ж) изменение расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в натуральном выражении и денежном выражении по годам периода действия программы;

з) изменение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой в натуральном выражении и денежном выражении, с разбивкой по годам действия программы;

и) распределение целевых показателей программы по направлениям деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения;

к) перечень мероприятий, технологий, денежных средств, необходимых для реализации мероприятий организации в целях достижения целевых показателей программы;

л) иная информация.

Таблица 2.1

Наименование регулируемой организации																			
Почтовый адрес																			
Основание для разработки программы энергосбережения																			
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)																			
Дата начала и окончания действия программы																			
Цели программы																			
Основные задачи программы																			
Основные мероприятия программы																			
Общий объем финансирования – тыс. руб. (без НДС), в том числе по годам реализации:	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Источники финансирования</th> <th colspan="2">Период реализации Программы энергосбережения</th> <th rowspan="2">Всего</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Средства бюджета города Москвы</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Внебюджетные средства</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ИТОГО</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>тыс. руб. (без НДС)</p>	Источники финансирования	Период реализации Программы энергосбережения		Всего			Средства бюджета города Москвы				Внебюджетные средства				ИТОГО			
Источники финансирования	Период реализации Программы энергосбережения		Всего																
Средства бюджета города Москвы																			
Внебюджетные средства																			
ИТОГО																			
Финансовое обеспечение программы энергосбережения	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Источники финансирования</th> <th colspan="2">Объем финансирования, тыс. руб. без НДС</th> <th rowspan="2">в т.ч. доля затрат в инвестиционной программе</th> </tr> <tr> <th>Период реализации Программы энергосбережения</th> <th>Всего</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Собственные средства, в том числе:</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Амортизация, учтенная в тарифе на электрическую энергию</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>на тепловую энергию</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>тыс. руб. (без НДС)</p>	Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб. без НДС		в т.ч. доля затрат в инвестиционной программе	Период реализации Программы энергосбережения	Всего	Собственные средства, в том числе:				Амортизация, учтенная в тарифе на электрическую энергию				на тепловую энергию			
Источники финансирования	Объем финансирования, тыс. руб. без НДС		в т.ч. доля затрат в инвестиционной программе																
	Период реализации Программы энергосбережения	Всего																	
Собственные средства, в том числе:																			
Амортизация, учтенная в тарифе на электрическую энергию																			
на тепловую энергию																			

	на услуги по водоснабжению и водоотведению									
	Прибыль, учтенная в тарифе									
	Расходы в составе себестоимости (текущие расходы по основной деятельности)									
	Прибыль, от технологического присоединения (подключения)									
	Прочие собственные средства (нетарифные источники)									
	Привлеченные средства, в том числе: Займы/Кредиты									
	Бюджетное финансирование									
	Энергосервисные договоры									
	ИТОГО									

Ожидаемый суммарный экономический эффект от реализации мероприятий Программы энергосбережения за период реализации составит _____ тыс. руб. (без НДС).

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Целевые значения показателя по годам	
			Базовое значение*	Период реализации Программы энергосбережения
			*	Всего
1	Индивидуальные целевые показатели по основному регулируемого виду деятельности			
1.1	...			
2	Общие целевые показатели для всех видов регулируемой деятельности			
2.2	...			

*Базовое значение – указывается значение показателя за последний отчетный год, предшествующий началу реализации Программы энергосбережения

Система организации управления и контроля за реализацией Программы энергосбережения

Приложение № 3

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30-ТД

**Инструкция по формированию паспорта проекта,
разрабатываемого в рамках Программы энергосбережения,
и пояснительной записки к паспорту проекта**

1. Паспорт проекта, разрабатываемого в рамках Программы энергосбережения, состоит из формы паспорта проекта и пояснительной записки.

2. К содержанию паспорта проекта предъявляются следующие требования:

а) соответствие целей, целевых индикаторов и задач проекта нормативным правовым актам Российской Федерации и города Москвы;

б) формулировка цели проекта должна отражать ожидаемый результат его исполнения с точки зрения достигаемого социально-экономического эффекта. Степень достижения цели должна быть измеряема, то есть характеризоваться количественными показателями (показателями экономии ресурсов и (или) целевыми индикаторами). Система целевых индикаторов должна характеризовать достижение целей проекта. Численные значения целевых индикаторов приводятся по каждому году реализации проекта и указываются с точностью до двух знаков после запятой;

в) система задач проекта должна быть необходимой и достаточной для достижения целей за планируемый период;

г) данные об исполнителе, ответственном за реализацию проекта, включают его фамилию, имя, отчество (при наличии), должность и наименование организации;

д) информация о финансовом обеспечении проекта включает сведения об объемах ассигнований как федерального бюджета и бюджета города Москвы, так и внебюджетных источников. Для организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, в случае финансирования мероприятий за счет внебюджетных средств необходимо указать их источники. Сведения о финансовом обеспечении проекта указываются в тыс. руб. с точностью до двух знаков после запятой;

е) сведения о сроках начала и окончания реализации проекта содержат информацию о планируемых сроках начала и окончания реализации задач. Даты указываются полностью и приводятся в формате «ДД.ММ.ГГГГ», где: «ДД» - день (число) месяца; «ММ» - порядковый номер месяца; «ГГГГ» - год.

3. Пояснительная записка к паспорту проекта должна содержать:

а) полное наименование проекта;

б) должность, фамилию, имя, отчество (при наличии), подпись должностного лица, утвердившего проект;

в) должность, подпись, фамилию, имя, отчество (при наличии) по каждому должностному лицу, с которым согласован проект;

г) общую характеристику проекта;

д) информацию об организации:

основные виды деятельности организации;

наличие зданий административного и административно-производственного назначения, в том числе сведения об общей площади зданий, общем объеме зданий и отапливаемом объеме зданий;

сведения о наличии автотранспорта и спецтехники;

сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии, в том числе данные об их оснащении приборами учета, информация о количестве точек приема (поставки), оснащенных автоматизированной информационной измерительной системой, не оснащенных либо

оснащенных с нарушением требований нормативной технической документации;

сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, в том числе с разделением по видам энергетических ресурсов (электроэнергия, тепловая энергия, газ, холодное и горячее водоснабжение), в том числе данные об их оснащении приборами учета;

сведения о потреблении используемых энергетических ресурсов по видам этих энергетических ресурсов;

для организаций, осуществляющих деятельность, связанную с передачей и распределением электрической энергии, необходимо указывать показатели баланса электрической энергии, в том числе отпуск электрической энергии (отпуск из сети); потребление электрической энергии; отпуск электрической сети без учета «последней мили» и объема электрической энергии, отпущенной с шин генераторов; отпуск электрической энергии в соответствии с экономическим балансом электрической энергии по уровням напряжения, потери электрической энергии; технологические и нетехнологические потери электрической энергии, в том числе все показатели приводятся по уровням напряжения;

текущее состояние в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации;

информацию о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации за последние 5 лет;

сравнение показателей деятельности организации с компаниями, достигшими наилучших показателей в аналогичной сфере деятельности, из числа российских и зарубежных компаний;

краткое описание целей, целевых индикаторов и ожидаемых результатов исполнения проекта с точки зрения достигаемого социально-экономического эффекта с указанием сроков их достижения, а также финансовых средств и их источников;

расчеты экономии энергетических ресурсов и сроков окупаемости проектов;

обоснование необходимости реализации планируемого мероприятия и достаточности объемов финансирования, предусмотренных для исполнения проекта;

обоснования стоимости затрат по мероприятиям (проектную документацию, локальные сметные расчеты, коммерческие предложения не менее 3-х на единицу оборудования (работ) и пр.).

е) экономические показатели проекта, включающие в себя:

затраты организации на проект в натуральном выражении;

затраты организации на проект в процентном выражении от инвестиционной программы;

источники финансирования проекта как на весь период действия, так и по годам;

изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия проекта;

изменение расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в натуральном выражении и денежном выражении по годам периода действия проекта;

изменение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой в натуральном выражении и денежном выражении, с разбивкой по годам действия проекта;

фактические значения целевых показателей проекта по годам периода действия проекта;

распределение целевых показателей проекта по направлениям деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения;

сведения об увязке результатов реализации проекта с вознаграждением сотрудников организации, в том числе через механизм ключевых показателей результативности (далее – КПР) для менеджеров и структурных подразделений по каждому направлению деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения;

перечень мероприятий, технологий, денежных средств, необходимых для реализации мероприятий организации в целях достижения целевых показателей проекта;

механизм мониторинга и контроля за исполнением КПР;

механизм мониторинга и контроля за исполнением целевых показателей проекта;

иную информацию.

4. В форме целевых и прочих показателей проекта в составе прочих показателей проекта с разбивкой по видам осуществляемой деятельности приводятся сведения о планируемом значении экономии топливно-энергетических ресурсов, полученной в период действия проекта, в результате реализации мероприятий в рамках иных программ, реализуемых организацией (программа модернизации, ремонтная программа и другие), и текущей деятельности организации, основной целью которых не является энергосбережение и (или) повышение энергетической эффективности.

ПАСПОРТ ПРОЕКТА*Сведения о проекте*

Дата регистрации: « ____ » _____ 20__ г.

Номер проекта: _____

1. Полное название проекта:

2. Фамилия, имя, отчество автора (авторов) проекта:

3. Почтовый адрес:

4. Руководитель проекта (Ф.И.О., должность)

5. Код города: _____ Телефон: _____ Факс: _____

E-mail: _____

6. Общая стоимость проекта (тыс. руб. без НДС):

Внебюджетные средства: (расшифровать по источникам, тыс. руб. без НДС)

Бюджетные средства:

7. Срок окупаемости проекта (мес.)

Сведения о проекте

1. Основания для реализации проекта

В данном разделе указываются правовые и/или организационные причины, являющиеся основанием для инициирования проекта.

2. Цели и задачи проекта

В данном разделе указываются цели проекта и задачи, которые необходимо решить для достижения заявленных целей.

3. Результат проекта

В данном разделе описываются:

- конечные результаты (продукты) проекта, появляющиеся в результате его реализации, и обоснования этих результатов (расчеты);
- основные требования, предъявляемые к конечным результатам (продуктам) проекта;
- взаимосвязь конечных результатов (продуктов) проекта с результатами других проектов (для проектов, реализуемых в рамках программ).

4. Этапы проекта

В данном разделе описываются основные этапы проекта (если проект предполагает разбиение на этапы). Для каждого этапа указываются:

- задачи этапа;
- продолжительность этапа;
- структура работ этапа;
- результаты (включая документы) каждого этапа.

5. Критерии достижения целей и приемки результатов проекта

В данном разделе приводятся измеримые критерии и их значения, достижение которых подтверждает соответствие результатов проекта (этапа проекта) поставленным целям и предъявляемым требованиям.

6. Организация управления проектом

6.1. Органы управления проектом

В данном разделе описываются руководящие роли в проекте (Заказчик, Куратор, Руководитель проекта), а также органы, создаваемые для управления проектом (рабочие группы, проектные комитеты, координационные советы, дирекции проектов, проектные офисы и т.п.). В графическом виде приводится организационная структура проекта.

В табличном виде описываются функции руководителей и органов управления проектом:

Проектная роль/Орган управления	Основные функции

6.2. Состав участников проекта

В данном разделе перечисляются лица, принимающие участие в проекте, с указанием их проектной роли (Заказчик, Куратор, Руководитель, Участник, Консультант) или органа управления проектом, к которому они относятся.

В состав участников проекта могут включаться физические лица или представители юридических лиц, привлекаемые для реализации проекта.

В данный раздел для справки может быть включена информация о предполагаемом уровне загрузки проектными задачами основных участников проекта.

Допускается утверждение состава участников проекта отдельным документом.

№ п/п	Ф.И.О.	Должность	Проектная роль/ Орган управления
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
...			

6.3. Матрица ответственности

В матрице ответственности указываются участники проекта (проектные роли и органы управления проектом), отвечающие за выполнение тех или иных работ по проекту. Кроме того, в матрице ответственности указываются участники проекта, которые должны быть проинформированы о результатах.

Матрица ответственности приводится в табличной форме. В заголовках столбцов указываются роли участников проекта, в строках – структура работ по проекту. В таблице используются следующие условные обозначения:

У – утверждает документ или принимает результат;

С – согласует документ или участвует в приемке результата;

О – отвечает за исполнение, принимает решения. За результат может быть назначен только один ответственный;

К – контролирует ход реализации и результат;

уч – участвует в исполнении;

И – информируется путем рассылки информации о результатах.

Структура работ проекта	Участники проекта (проектные роли и органы управления)					
	Уч. 1	Уч. 2	Уч. 3	Уч. 4	...	

7. Контрольные точки проекта

Перечень контрольных точек проекта определяет ключевые события проекта, их даты и результаты, которые должны быть получены по состоянию на эти даты. Список предназначен для контроля промежуточных результатов (событий) проекта. Список представляется в табличном виде и включает только события, контролируемые на уровне заказчика проекта.

№ п/п	Дата	Контрольная точка
1 первый год реализации Программы энергосбережения		
1.		
2.		
3.		

...		
4.		
5.		
6.		
год окончания реализации Программы энергосбережения		
7.		
8.		
9.		

8. Бюджет проекта

В данном разделе в табличной форме приводится оценка стоимости ресурсов, привлекаемых для выполнения проекта.

Данные о бюджете проекта приводятся в разрезе:

- этапов проекта;
- структуры работ по проекту;
- видов (направлений) затрат;
- источников финансирования;
- периодов финансирования (год, квартал, месяц).

Этапы реализации проекта	Финансирование проекта	В т.ч. по источникам	
		Бюджетные источники	Внебюджетные источники
Всего из них:			
1 этап			
2 этап			

9. Ограничения проекта

В данном разделе перечисляются существенные ограничения проекта – финансовые, ресурсные, календарные, организационные и т.п. – о которых известно на момент разработки настоящего документа.

10. Допущения проекта

В данном разделе перечисляются допущения проекта, то есть предположения об обстоятельствах или событиях, при которых проект будет реализован по плану проекта и с требуемым качеством.

11. Риски проекта

В данном разделе перечисляются вероятные риски проекта и мероприятия, направленные на выявление, нейтрализацию или снижение ущерба от появления события, негативного для проекта.

№ п/п	Описание рисков	Мероприятия по управлению рисками	Сроки	Ответственный
1.				
2.				

Приложение № 4

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 15.03.2021 № 30 - ТД

**Инструкция по формированию дорожной карты проекта
Программы энергосбережения**

1. Дорожная карта проекта представляет собой список ключевых событий по проекту. Список ключевых событий не должен превышать 10 пунктов. Критерием отбора ключевых событий является их стратегическая, социальная или общественно-политическая значимость.

2. К содержанию дорожной карты проекта предъявляются следующие требования:

а) дорожная карта проекта разрабатывается по форме, приведенной в настоящем приложении;

б) формулировка цели проекта должна отражать ожидаемый результат его исполнения с точки зрения достигаемого социально-экономического эффекта (графа 2). Степень достижения цели должна быть измеряема, то есть характеризоваться количественными показателями (целевыми индикаторами). Система целевых индикаторов должна характеризовать достижение целей проекта;

в) единицы измерения целевых индикаторов (графа 3) должны соответствовать Общероссийскому классификатору единиц измерения, утвержденному постановлением Комитета Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации от 26 декабря 1994 г. № 366;

г) численные значения целевых индикаторов (графы 4-7) приводятся по каждому году реализации проекта и указываются с точностью до двух знаков после запятой;

д) система задач проекта должна быть необходимой и достаточной для достижения целей за планируемый период (графа 2);

е) информация о финансовом обеспечении проекта (графы 8-23) включает сведения об объемах ассигнований федерального бюджета (графы 12-15), бюджетов субъектов Российской Федерации (графы 16-19) и внебюджетных источников (графы 20-23). Объем ассигнований федерального бюджета должен соответствовать ассигнованиям, предусмотренным в федеральном бюджете на соответствующий финансовый год и плановый период. Сведения о финансовом обеспечении проекта указываются в тыс. руб. с точностью до двух знаков после запятой;

ж) приводятся показатели ожидаемого экономического эффекта от реализации мероприятий Программы энергосбережения (графы 24-27). Указываются в тысячах рублей с точностью до двух знаков после запятой;

з) сведения о сроках начала и окончания реализации проекта (графы 28-39) содержат информацию о планируемых сроках начала и окончания реализации задач. Даты указываются полностью и приводятся в формате «ДД.ММ.ГГГГ», где: «ДД» – день (число) месяца; «ММ» – порядковый номер месяца; «ГГГГ» – год.

Приложение № 5

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30-ТД

Форма целевых и прочих показателей Программы энергосбережения

1. Форма целевых и прочих показателей Программы энергосбережения (представляется по форме таблицы 5.1 настоящего приложения) входит в состав Программы энергосбережения и формируется на основании форм целевых и прочих показателей мероприятий Программы энергосбережения.

2. В форме целевых и прочих показателей программы в составе прочих показателей программы с разбивкой по видам осуществляемой деятельности приводятся сведения о планируемом значении экономии топливно-энергетических ресурсов, полученной в период действия программы, в результате реализации мероприятий в рамках иных программ, реализуемых организацией (программа модернизации, ремонтная программа и другие), и текущей деятельности организации, основной целью которых не является энергосбережение и (или) повышение энергетической эффективности.

Таблица 5.1

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Средние показатели по отрасли	Базовый год*	Плановые значения целевых показателей по годам				
					7	8	9	10	11
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11
1	Целевые показатели								
1.1									
2	Прочие показатели								
2.1									

* Базовый год – год, предшествующий году начала действия Программы энергосбережения

Приложение № 6

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30- ТД

Порядок отбора проектов (взаимоувязанной системы мероприятий) для включения в Программу энергосбережения

Настоящий Порядок определяет процедуру отбора проектов в составе Программы энергосбережения.

Отбор проектов включает в себя две стадии:

стадия определения целесообразности осуществления проекта;

стадия отбора проектов для утверждения в составе Программы энергосбережения.

Оценка эффективности проектов производится путем сопоставления последствий его реализации с последствием отказа от него.

Стадия определения целесообразности осуществления проекта

На первой стадии определяется целесообразность осуществления каждого из проектов в отдельности. На этом этапе организационно-экономический механизм реализации проекта (и, в частности, схема его финансирования) неизвестен или известен только в самых общих чертах, состав участников проекта также не определен. В этих условиях о привлекательности проекта можно судить только по показателям общественной и коммерческой привлекательности в целом. Какому из этих показателей отдать приоритет, зависит от общей значимости (масштаба) проекта. Для локальных проектов

оценивается только их коммерческая эффективность.

Для крупномасштабных проектов в первую очередь оценивается их общественная эффективность. Если она неудовлетворительна, то проект не рекомендуется к реализации. Если общественная эффективность положительна, то оценивается коммерческая эффективность. Для локальных проектов оценивается только их коммерческая эффективность. При положительной коммерческой эффективности проекта производится оценка эффективности проекта для каждого участника проекта

На рис. 6.1 представлена концептуальная схема оценки эффективности проекта. Концептуальная схема оценки проектов – единственный приемлемый способ обоснования технических проектных решений на первой стадии проектирования.

В случае если финансирование проекта предполагается за счет средств бюджета города Москвы и (или) реализация проекта приводит к росту тарифа для конечного потребителя (ввиду необходимости получения средств на финансирование мероприятий), проводится оценка общественной значимости проекта.

К критериям, по которым проводится оценка общественной значимости проекта, относятся:

необходимость проекта в целях выполнения прямых требований нормативно-правовых актов, относящихся к регулируемым организациям;

изменение в результате реализации проекта стоимости продукции (работ или услуг) регулируемой организации для конечного потребителя.

В случае если проект не удовлетворяет ни одному из критериев общественной значимости, такой проект отклоняется (исключается из Программы энергосбережения).

В случае если проект удовлетворяет хотя бы одному из критериев общественной значимости, то проводится оценка экономической

эффективности такого проекта.

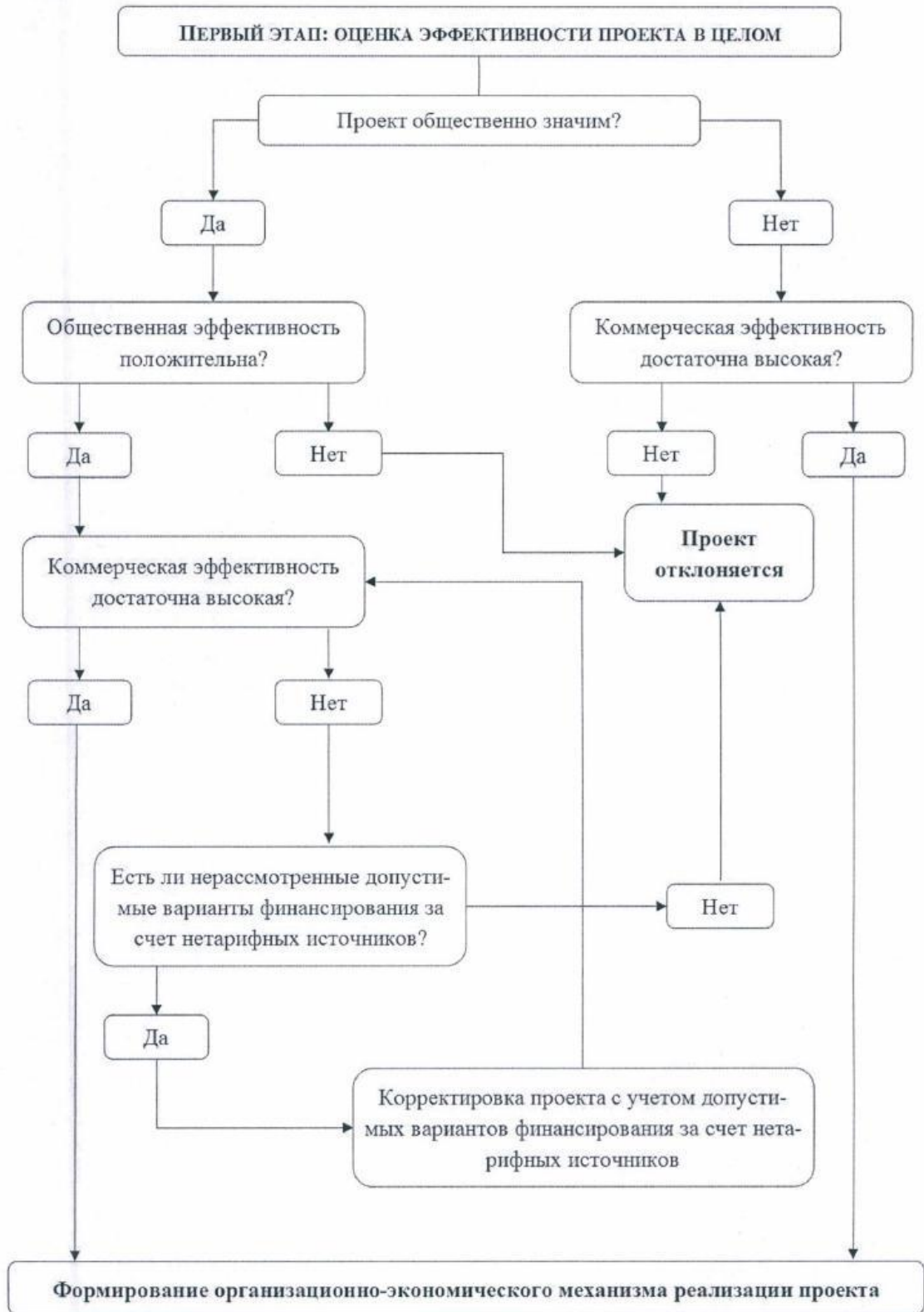


Рис. 6.1. Концептуальная схема оценки проектов

Оценка экономической эффективности проектов производится на основе расчетов и анализа следующих критериев экономической эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия:

- чистого дисконтированного дохода;
- дисконтированного срока окупаемости инвестиций;
- индекса доходности мероприятий, обеспечивающих указанный доход.

Коммерческая эффективность проекта в целом оценивается с целью определения его потенциальной привлекательности для возможных участников и поисков источников финансирования.

Показатели коммерческой эффективности проекта в этом случае учитывают финансовые последствия его осуществления для единственного участника (устроителя), реализующего инвестиционный проект в предположении, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами.

Показатели коммерческой эффективности проекта определяются на основе денежных потоков, расчет которых производится с учетом данных, определяемых по шагам расчетного периода:

- издержки производства и реализации продукции;
- потребность в оборотных средствах и прирост оборотных средств;
- общие капиталовложения;
- отчет о доходах и расходах и показатели рентабельности.

Примерная форма представления расчетов денежных потоков и показателей экономической эффективности проекта представлена в таблице 6.1.

Эффективность проекта оценивается в течение расчетного периода, охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения. Начало расчетного периода рекомендуется определять в задании на расчет

эффективности мероприятия, например, как дату начала вложения средств в проектно-исследовательские работы.

Расчетный период разбивается на шаги — временные отрезки, в пределах которых производится агрегирование данных, используемых для оценки финансовых показателей. Шаги определяются их номерами (0, 1, ...). Время в расчетном периоде измеряется в годах или долях года и отсчитывается от фиксированного момента (обычно, но не всегда, в качестве начала отсчета времени принимается момент начала или конца нулевого шага). При сравнении нескольких проектов начало отсчета времени для них рекомендуется выбирать одним и тем же.

Денежные поступления и расходы, указываемые в этой таблице, определяются без налогов и сборов, кроме налога на прибыль, включаемых в цену или исключаемых из издержек при определении прибыли.

Значение денежного потока обозначается через $\varphi(t)$, если оно относится к моменту времени t , или через $\varphi(m)$, если оно относится к m -му шагу. В тех случаях, когда речь идет о нескольких потоках или о какой-то составляющей денежного потока, указанные обозначения дополняются необходимыми индексами.

На каждом шаге денежный поток характеризуется:

притоком, равным суммарному объему денежных поступлений (или результатов в стоимостном выражении) на этом шаге;

оттоком, равным суммарному объему платежей на этом шаге;

чистым притоком (сальдо, эффектом), равным разности между притоком и оттоком.

Денежный поток $\varphi(t)$ обычно состоит из (частичных) потоков от отдельных видов деятельности:

а) денежного потока от инвестиционной деятельности $\varphi^И(t)$

к оттокам относятся капитальные вложения, затраты на пуско-наладочные работы, затраты на увеличение оборотного капитала и др.;

к притокам — поступления за счет уменьшения оборотного капитала и др.

б) денежного потока от операционной деятельности $\varphi^o(t)$

к притокам относятся выручка от реализации продукции и имущества, прочие и внереализационные доходы и др.;

к оттокам — производственные издержки, налоги и т.п., а также ликвидационные затраты в конце проекта.

в) денежного потока от финансовой деятельности $\varphi^f(t)$.

К финансовой деятельности относятся операции со средствами, внешними по отношению к проекту, т.е. поступающими не за счет осуществления проекта. Они состоят из собственного (акционерного) капитала фирмы и привлеченных средств. Для денежного потока от финансовой деятельности:

к притокам относятся вложения собственного (акционерного) капитала и привлеченных средств: субсидий и дотаций, заемных средств, в том числе, и за счет выпуска предприятием собственных долговых ценных бумаг;

к оттокам — затраты на возврат и обслуживание займов и выпущенных предприятием долговых ценных бумаг (в полном объеме, независимо от того были они включены в притоки или в дополнительные фонды), а также при необходимости — на выплату дивидендов по акциям предприятия.

Денежные потоки могут выражаться в базисных, прогнозных или дефлированных ценах в зависимости от того, в каких ценах выражаются на каждом шаге их притоки и оттоки.

На начальных стадиях разработки проекта можно проводить расчеты в базисных ценах.

При разработке схемы финансирования и оценке эффективности участия в проекте рекомендуется использовать только прогнозные цены.

Для расчета интегральных показателей эффективности денежные потоки, определенные в прогнозных ценах, должны пересчитываться в дефлированные цены.

В расчетах эффективности используются также денежные потоки, представленные накопленными итогами.

Проект может быть реализован только, если он финансово реализуем, т.е. на каждом шаге имеется достаточное количество средств для его продолжения.

Чистый дисконтированный доход проекта (ЧДД (NPV)) отражается в строке 21 последнего столбца таблицы 6.1.

Выбор инвестиционных проектов по критерию чистой текущей стоимости основывается на следующих правилах:

если чистая текущая стоимость положительна ($NPV > 0$), то финансовое решение по проекту может быть принято;

если $NPV < 0$, то проект является убыточным и должен быть отвергнут.

если $NPV = 0$, то проект не является ни прибыльным, ни убыточным, т. е. с экономической точки зрения безразлично, принимать или нет этот проект; если проекты альтернативны, то принимается проект с большей чистой текущей стоимостью.

Индекс доходности инвестиций (ИД (PI)) – доход на единицу вложенных средств. Он определяется как отношение текущей стоимости денежного потока доходов к текущей стоимости инвестиционных затрат:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} / IC = 1 + NPV / IC$$

В отличие от чистой дисконтированной стоимости индекс рентабельности представляет собой относительный показатель, который характеризует уровень доходов на единицу затрат, т. е. эффективность вложений.

Критерий PI целесообразно использовать при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих близкие значения NPV (в частности, если два

проекта имеют одинаковые значения NPV , но разные объемы требуемых инвестиций, то выгоднее тот из них, который обеспечивает большую эффективность вложений), либо при комплектовании портфеля инвестиций с целью максимизации суммарного значения NPV .

Чем выше показатель доходности, тем предпочтительнее проект.

Внутренняя норма доходности инвестиций (ВНД (IRR)) — это дисконтная ставка, при которой текущая стоимость чистых денежных потоков равна текущей стоимости инвестиций по проекту. То есть это уровень доходности, который

в применении к поступлениям от инвестиций в течение жизненного цикла дает нулевую чистую текущую стоимость:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0, \Rightarrow NPV = f(r) = 0$$

Внутренняя норма доходности характеризует максимальную стоимость капитала для финансирования инвестиционного проекта.

Поскольку в общем случае уравнение для нахождения IRR будет нелинейным, то возможно существование нескольких значений этого показателя. Рассчитанная в процессе анализа эффективности планируемых инвестиций внутренняя норма прибыли IRR показывает ожидаемую доходность проекта.

Принятие решения по инвестиционному проекту по критерию IRR основывается на правиле: *если значение IRR больше ставки финансирования проекта, то данный проект следует принять, и наоборот.*

Определить внутреннюю ставку доходности можно двумя способами:

графическим способом;

методом последовательных итераций.

Дисконтированный период окупаемости (DPP) — это период времени, необходимый для возмещения дисконтированной стоимости инвестиций за счет

настоящей стоимости будущих денежных поступлений. Данный показатель определяется путем деления величины инвестиций на дисконтированный чистый поток денежных средств.

$$DPP = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq I_0$$

Использование процедур дисконтирования увеличивает срок окупаемости проекта, то есть всегда верно соотношение $DPP > PP$. В результате проект, удовлетворяющий аналитика по критерию PP , может оказаться неприемлемым по критерию DPP .

В отличие от критериев NPV , IRR и PI критерии DPP и PP позволяют получить оценки, хотя и приближенные, о ликвидности и рискованности проекта.

Проект, приемлемый по одному из этих критериев, будет приемлем по другим, так как показатели NPV , PI и IRR взаимосвязаны:

если $NPV > 0$, то одновременно $IRR > R$ и $PI > 1$;

если $NPV < 0$, то одновременно $IRR < R$ и $PI < 1$;

если $NPV = 0$, то одновременно $IRR = R$ и $PI = 1$.

Максимальный временной период, используемый для расчета показателей экономической эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия не может превышать 10 лет.

Оценка коммерческой эффективности проекта

№ п/п	Расчет денежных потоков	тыс. руб. без НДС		
		Значение показателя по шагам расчетного периода		
		0	1	...
	Номер шага			
	Длительность шага (годы, доли года)			
ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ				
1	<i>ДЕНЕЖНЫЕ ПРИТОКИ - всего (сумма стр.2-3)</i>			
2	Выручка от основной деятельности (расшифровать по видам регулируемой деятельности)			
3	Выручка от прочей деятельности (расшифровать)			
4	<i>ДЕНЕЖНЫЕ ОТТОКИ - всего (сумма стр.5-9)</i>			
5	Материальные затраты на реализацию проекта (расшифровать)			
6	Затраты труда с отчислениями (коммерческая оценка)			
7	Амортизационные отчисления			
8	Прочие расходы (расшифровать)			
9	Налоги, включая налоги на прибыли			
10	<i>Денежный поток от операционной деятельности (стр.1-стр.4)</i>			
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ				
11	Вложения в основные средства (<i>общие капиталовложения</i>)			
12	Увеличение (+) или уменьшение (-) оборотного капитала			
13	<i>Денежный поток от инвестиционной деятельности: - (стр.11+стр.12)</i>			
14	<i>ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ПРОЕКТА (стр.10+стр.13)</i>			
15	То же в дефлированных ценах (<i>при расчете в постоянных ценах совпадает со стр.16</i>)			
16	То же в накопленном итоге, <i>NV</i>			
17	Простой срок окупаемости, <i>лет</i>			
18	Коэффициент дисконтирования			
19	Коэффициент распределения			
20	Дисконтированный денежный поток (стр.17*стр.20*стр.21)			
21	Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, <i>NPV</i>			
22	Дисконтированный срок окупаемости <i>DPP, лет</i>			
23	Внутренняя норма доходности, <i>IRR</i>			
24	Индекс дисконтированной доходности, <i>PI</i>			
25	Потребность в дополнительном финансировании			

Показатели бюджетной эффективности инвестиционного проекта отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы бюджетов всех уровней и определяются на основе расчета притоков (поступлений) и оттоков (расходов) бюджетных средств.

Возможно три типа расчетов бюджетной эффективности:

1) В расчетах первого типа, выполняемых обычно по крупным проектам федерального значения, проект оценивается с точки зрения так называемого «расширенного правительства», включающего федеральный бюджет, бюджет субъектов Федерации, местные бюджеты и внебюджетные фонды.

2) В расчетах второго типа проект оценивается только с точки зрения консолидированного бюджета, без учета внебюджетных фондов.

3) В расчетах третьего типа эффективность проекта оценивается отдельно по видам бюджета.

Основой для расчета показателей бюджетной эффективности являются суммы налоговых поступлений в бюджет и выплат для бюджетов различных уровней. После составляются денежные потоки для определения бюджетной эффективности и рассчитываются обобщающие показатели бюджетной эффективности проекта (таблица 6.2).

Чистый дисконтированный доход бюджета проекта отражается в последнем столбце строки 11 таблицы 6.2.

Внутренняя норма доходности бюджета и срок окупаемости определяется только в том случае, если чистый доход бюджета на первых шагах расчетного периода отрицателен.

Оценка бюджетной эффективности проекта

тыс. руб. без НДС

№ п/п	Расчет денежных потоков	Значение показателя по шагам расчетного периода		
		Номер шага		
		0	1	...
	Длительность шага (годы, доли года)			
1	Поступления в бюджет (включая налоги, сборы и т. п., возврат займов и процентов по ним, дивиденды по акциям, находящимся в собственности региона)			
2	Расходы бюджета (включая субсидии, дотации, займы и расходы на приобретение акций)			
3	Прирост оборотного капитала			
4	Бюджетный эффект (чистый доход бюджета (стр.1 - стр.2 - стр.3))			
5	То же в дефлированных ценах (при расчете в постоянных ценах совпадает со стр.5)			
6	То же накопленным итогом			
7	Простой срок окупаемости, лет			
8	Коэффициент дисконтирования			
9	Коэффициент распределения			
10	Дисконтированный бюджетный эффект (стр.5*стр.8*стр.9)			
11	То же накопленным итогом			
12	Дисконтированный срок окупаемости, лет			
13	Внутренняя норма бюджетной доходности			

Стадия отбора проектов

В случае если реализация полного набора принятых на первом этапе проектов приводит к возникновению негативных последствий для тарифа конечному потребителю, часть проектов Программы энергосбережения должна быть исключена и (или) пересмотрены схемы финансирования и сроки реализации таких проектов.

Отбор проектов в таком случае начинается с ранжирования регулируемой организацией принятых на первом этапе проектов по критериям наименьшего срока окупаемости и максимизации *NPV*. По итогам такого ранжирования из числа принятых на первом этапе проектов последовательно исключаются проекты, обеспечивающие наихудшие показатели срока окупаемости и *NPV*. Исключение должно обеспечить в итоге такой рост тарифной выручки, необходимой для реализации проектов, который приведет к приемлемому росту тарифа конечного потребителя.

Оставшиеся по итогам отбора проекты согласовываются Департаментом в составе Программы энергосбережения.

На основании полученных данных производится свод технико-экономического анализа проектов Программы энергосбережения, который оформляется в соответствии с таблицей 6.3.

Примечание:

Ожидаемый технологический эффект от реализации мероприятия определяется как планируемое сокращение расхода энергетических ресурсов в результате выполнения мероприятия и рассчитывается как разница ожидаемого значения показателя в году, предшествующему году начала осуществления данного мероприятия, и прогнозного значения показателя расхода энергетического ресурса в расчетном году реализации мероприятия, в разрезе каждого вида энергетического ресурса.

Ожидаемый экономический эффект от реализации мероприятия определяется как экономия расходов на приобретение энергетических ресурсов, достигнутая в результате осуществления мероприятия, рассчитанная исходя из ожидаемого объема снижения потребления соответствующего энергетического ресурса в расчетном году реализации мероприятия и прогнозных цен на энергетические ресурсы на соответствующий период в разрезе каждого вида ресурса.

Показатели эффективности инвестиций, тыс.руб. должны содержать оценку экономической обоснованности и достаточности внебюджетных источников финансирования для исполнения Программы энергосбережения.

Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

Источник финансирования указывается в соответствии с видом источника финансирования согласно паспорту Программы энергосбережения (приложение 2 настоящих Требований).

Приложение № 7

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30- ПД

**Инструкция по формированию и заполнению
Дорожной карты Программы энергосбережения**

1. Дорожная карта Программы энергосбережения составляется с целью синхронизации всех проектов, разрабатываемых в рамках Программ энергосбережения.
2. В качестве приложений к дорожной карте должны быть оформлены отдельные пояснительные записки о расчете целевых значений показателей, характеризующих достижение целей верхнего уровня Программы энергосбережения.
3. В общей дорожной карте Программы энергосбережения указываются только цели верхнего уровня программы. Таких целей не должно быть больше десяти.
4. Целевые значения показателей в области повышения энергоэффективности должны отражать планируемое достижение целевых значений суммарных показателей в области энергосбережения, с учетом прогнозируемого изменения в потреблении ресурсов регулируемой организацией в связи с ее естественным развитием.
5. Под естественным развитием понимаются процессы, связанные с расширением деятельности компании, модернизацией оборудования, изменением спроса на продукцию (работы, услуги) организации. Также могут быть учтены негативные (кризисные) явления.

6. К содержанию дорожной карты Программы энергосбережения предъявляются следующие требования:

а) дорожная карта Программы энергосбережения разрабатывается по форме согласно таблице 7.1 к настоящему Приложению;

б) в дорожную карту Программы энергосбережения заносятся проекты, разработанные в соответствии с пунктом 6 настоящих Требований. Название проекта должно соответствовать названию, указанному в паспорте проекта. Однотипные проекты могут быть сгруппированы. В этом случае в названиях сгруппированных проектов с целью идентификации должны быть указаны их номера в соответствии с реестром проектов;

в) в дорожной карте Программы энергосбережения указываются только цели верхнего уровня. Формулировка целей Программы энергосбережения должна отражать ожидаемый результат ее исполнения с точки зрения достигаемого социально-экономического эффекта (графа 2). Степень достижения цели должна быть измеряема, то есть характеризоваться количественными показателями (целевыми индикаторами). Система целевых индикаторов должна характеризовать достижение целей программы;

г) единицы измерения целевых индикаторов (графа 3) должны соответствовать Общероссийскому классификатору единиц измерения, утвержденному постановлением Комитета Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации от 26 декабря 1994 г. № 366;

д) численные значения целевых индикаторов (графы 4-7) приводятся по каждому году реализации Программы энергосбережения и указываются с точностью до двух знаков после запятой;

е) система задач Программы энергосбережения должна быть необходимой и достаточной для достижения целей за планируемый период (графа 2);

ж) данные об исполнителе, ответственном за реализацию Программы энергосбережения, включают ФИО, должность и наименование организации (графа 40);

з) информация о финансовом обеспечении Программы энергосбережения (графы 8-23) включает сведения об объемах ассигнований федерального бюджета (графы 12-15), бюджетов субъектов Российской Федерации (графы 16-19) и внебюджетных источников (графы 20-23);

и) объем ассигнований федерального бюджета должен соответствовать ассигнованиям, предусмотренным в федеральном бюджете на соответствующий финансовый год и плановый период;

к) сведения о финансовом обеспечении Программы энергосбережения указываются в тысячах рублей с точностью до двух знаков после запятой;

л) приводятся показатели ожидаемого экономического эффекта от реализации мероприятий Программы энергосбережения. Указываются в тысячах рублей с точностью до двух знаков после запятой (графы 24-27);

м) сведения о сроках начала и окончания реализации Программы энергосбережения (графы 28-39) содержат информацию о планируемых сроках начала и окончания реализации задач. Даты указываются полностью и приводятся в формате «ДД.ММ.ГГГГ», где: «ДД» – день (число) месяца; «ММ» – порядковый номер месяца; «ГГГГ» – год.

Приложение № 8

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30-ТД

Инструкция по формированию реестра проектов Программы энергосбережения

1. Реестр проектов разрабатывается по форме, приведенной в таблице 8.1 к настоящему приложению, и предоставляется на бумажном и электронном носителях в составе Программы энергосбережения.

2. К содержанию реестра проектов предъявляются следующие требования:

а) графа 1 – наименование проекта;

б) графа 2 – наименование приоритетного направления, которому наиболее полно соответствует данный проект. Наименование направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности указывается в соответствии со следующим перечнем:

энергосбережение и повышение энергоэффективности при производстве, передаче и сбыте энергоресурсов;

энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах электроснабжения;

энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения;

энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах водоснабжения и водоотведения и очистки сточных вод;

энергосбережение и повышение энергоэффективности на транспорте;

энергосбережение в иных сферах (расшифровать);

в) графа 3 – данные об исполнителях, ответственных за реализацию проекта, включают их фамилию, имя и отчество (при наличии), должности и наименования организации;

г) графа 4 – ожидаемые результаты реализации проекта с указанием цели и целевых индикаторов проекта;

д) графа 5 – предполагаемый объем финансирования проекта (указывается в тыс. руб. с точностью до двух знаков после запятой);

е) графа 6 – даты начала и окончания реализации проекта. Даты указываются полностью и приводятся в формате «ДД.ММ.ГГГГ», где: «ДД» – день (число) месяца; «ММ» – порядковый номер месяца; «ГГГГ» – год;

ж) графа 7 – пояснения в отношении информации, содержащейся в графах 1 – 6, или дополнительные характеристики проекта.

Реестр проектов

Таблица 8.1

№ п/п	Наименование проекта	Наименование приоритетного направления	Участники проекта	Ожидаемые результаты	Предполагаемый объем финансирования, тыс. руб.	Даты начала и окончания реализации проекта	Дополнительная информация
1	2	3	4	5	6	7	8
1.							
2.							
...							

Приложение № 9

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития
города Москвы
от 25.03.2021 № 30-ТД

**Сведения об оснащенности приборами учета организаций,
осуществляющих регулируемые виды деятельности**

1. Сведения об оснащенности приборами учета организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, предоставляются по форме таблицы 9.1 к настоящему приложению отдельно по техническому и коммерческому учету.

2. При заполнении таблицы указываются:

количество установленных приборов учета;

количество приборов учета, подлежащих установке;

процент оснащенности приборами учета;

плановые значения отчетного периода;

фактически установленное количество приборов учета в отчетном периоде;

плановый и фактический объем финансирования в отчетном периоде;

отклонение плановых значений от фактических;

обоснование причин отклонения плановых значений от фактических.

Приложение № 10

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30-ТД

**Отчет о ходе реализации Программы энергосбережения организаций,
осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории города
Москвы**

1. Отчет о ходе реализации Программы энергосбережения разрабатывается по формам таблиц 10.1, 10.2, 10.3 и 10.4 к настоящему приложению.

2. Пояснительная записка к отчету о ходе реализации Программы энергосбережения включает следующие сведения:

об изменении информации об организации;

о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отчетном году и накопительным итогом за все годы реализации программы;

об экономических показателях реализации программы, в том числе фактических и плановых затратах на реализацию Программы энергосбережения, сведениях о фактических источниках финансирования программы;

об изменении потерь энергетических ресурсов при их передаче или снижении потребления энергетических ресурсов в отчетном году и за все годы реализации программы для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном выражении и денежном выражении;

об изменении расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в отчетном году и за все годы реализации программы в натуральном и денежном выражении;

об изменении расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой в натуральном и денежном выражении в отчетном году и за все годы реализации программы;

о фактических и плановых значениях целевых показателей программы;

о реализации наиболее крупных мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, затратах на их реализацию и полученных результатах;

иные сведения.

3. При заполнении таблицы 10.1 указываются:

наименования и период реализации Программы энергосбережения;

контактные данные ответственного за формирование Программы энергосбережения;

плановый и фактический (за отчетный период) объем финансирования мероприятий, включенных в Программу энергосбережения с выделением доли затрат в инвестиционной программе организации;

плановые и фактические (за отчетный период) величины использования топливно-энергетических ресурсов организаций при осуществлении регулируемого вида деятельности и прочей деятельности, в том числе хозяйственные нужды;

плановые и фактические (за отчетный период) значения экономии энергоресурсов организаций при осуществлении регулируемого вида деятельности и прочей деятельности, в том числе хозяйственные нужды.

Численные значения целевых индикаторов указываются с точностью до двух знаков после запятой.

4. При заполнении таблицы 10.2 указываются:

наименования мероприятий в соответствии с дорожной картой проекта;

плановый и фактический период реализации мероприятий программы. Даты указываются полностью и приводятся в формате «ДД.ММ.ГГГГ», где: «ДД» – день (число) месяца; «ММ» – порядковый номер месяца; «ГГГГ» – год; наименования и единицы измерения целевых индикаторов проекта, а также их ежегодные плановые значения;

плановый (годовой) и фактический (за отчетный период) объем финансирования мероприятий, включенных в программу энергосбережения;

плановые (годовые) и фактические (за отчетный период) значения экономии энергоресурсов. Указанные значения вносятся ежеквартально и при необходимости ежемесячно независимо от периодичности измерения показателей и поступления данных. Численные значения целевых индикаторов указываются с точностью до двух знаков после запятой.

5. При заполнении таблицы 10.4 указываются:

наименования индивидуальных и общих целевых показателей;

единицы измерений целевых показателей;

плановые (годовые) и фактические (за отчетный период) значение целевых показателей;

% выполнения за весь период реализации;

отклонение в натуральных и относительных единицах;

причины отклонений целевых показателей на конец отчетного периода;

предложения по устранению причин и последствий нарушения сроков ключевого события.

**Отчет об источниках финансирования Программы энергосбережения
за __ кв. 20__ года**

№ п/п	Источник финансирования	Объем финансирования нарастающим итогом, тыс. руб.	
		план (за отчетный год)	факт (в отчетном периоде нарастающим итогом)
1	Финансирование за счет включения расходов в тариф на последующие периоды регулирования, в том числе:		
1.1	Амортизация, учтенная в тарифе всего, в том числе:		
1.1.1	на электрическую энергию		
1.1.2	на тепловую энергию		
1.1.3	на услуги водоснабжения и водоотведения		
1.2	Прибыль, учтенная в тарифе		
1.3	Расходы в составе себестоимости (текущие расходы по основной деятельности)		
2	Прибыль, от технологического присоединения (подключения)		
3	Прочие собственные средства (нетарифные источники)		
4	Привлеченные средства, в том числе:		
4.1	Займы/Кредиты		
5	Бюджетное финансирование		
6	Энергосервисные договоры		
	ВСЕГО источников финансирования		

Приложение № 11

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30-ТД

**Обязательные мероприятия по энергосбережению и повышению
энергетической эффективности и сроки их проведения**

1. В проектный состав Программы энергосбережения обязательно должны входить мероприятия по созданию или модернизации объектов, реализуемые в соответствии с инвестиционной и производственной программами организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности.

2. Основные мероприятия Программы энергосбережения должны обеспечивать экономию энергетических ресурсов по регулируемому виду деятельности организации.

3. Программы энергосбережения организаций могут содержать и иные мероприятия, обеспечивающие экономию энергоресурсов и их эффективное использование, в том числе обучение персонала организаций методам и приемам эффективного использования энергоресурсов.

4. Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, подлежащих включению в программы в обязательном порядке, должен включать в себя мероприятия:

4.1. Организационные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности:

мероприятия по анализу качества предоставления услуг электро-, тепло-, газо- и водоснабжения¹;

мероприятия по оценке аварийности и потерь в области электро-, тепло-, газо- и водоснабжения;

мероприятия по оптимизации установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности;

мероприятия по регулированию напряжения в линиях электрической сети;

мероприятия по разработке схем оптимизации загрузки энергоисточников, находящихся в собственности промышленных предприятий;

мероприятия по оптимизации режимов работы энергоисточников и распределению тепловых нагрузок на основании ежегодной корректировки схем энергоснабжения;

мероприятия по обучению в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

мероприятия по информационной поддержке и пропаганде энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

мероприятия по выявлению бесхозяйных объектов недвижимого имущества, используемых для передачи энергетических ресурсов (включая газоснабжение, тепло- и электроснабжение), организации постановки таких объектов на учет в качестве бесхозяйных объектов недвижимого имущества и последующему признанию права муниципальной собственности на такие бесхозяйные объекты недвижимого имущества;

прочие организационные мероприятия.

¹ Анализ качества предоставления услуг электро-, тепло-, газо- и водоснабжения, а также оценка аварийности и потерь проводится в рамках мониторинга выполнения производственных и инвестиционных программ регулируемых организаций коммунального комплекса и электросетевых организаций в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов.

4.2. Примерный перечень иных технических мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, которые могут быть дополнительно включены в программы:

а) мероприятия по модернизации оборудования, используемого для выработки электрической и тепловой энергии, передачи электрической и тепловой энергии, в том числе замене оборудования на оборудование с более высоким коэффициентом полезного действия, внедрению инновационных решений и технологий в целях повышения энергетической эффективности;

б) мероприятия, направленные на снижение потребления энергетических ресурсов на собственные нужды;

в) мероприятия по сокращению потерь электрической энергии, тепловой энергии при их передаче;

г) мероприятия по сокращению объемов электрической энергии, используемой при передаче (транспортировке) воды;

д) мероприятия по сокращению потерь воды при ее передаче;

е) мероприятия по оснащению приборами учета используемых энергетических ресурсов, в том числе с использованием интеллектуальных приборов учета, автоматизированных систем и систем диспетчеризации;

ж) мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности систем коммунальной инфраструктуры, направленных в том числе на развитие жилищно-коммунального хозяйства;

з) мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования электрических сетей для снижения потерь электрической энергии.

Примерный перечень технических мероприятий может быть дополнен отдельными мероприятиями, направленными на снижение потребления энергетических ресурсов на собственные нужды и сокращение потерь энергоресурсов при осуществлении регулируемых видов деятельности:

и) по модернизации и/или строительству котельных с использованием энергоэффективного оборудования с высоким коэффициентом полезного действия;

к) по внедрению новых видов теплоизоляционных материалов и конструкций, обеспечивающих низкий коэффициент теплопроводности, отвечающих требованиям по надежности и безопасности;

л) по строительству тепловых сетей с использованием энергоэффективных технологий;

м) по тепловой изоляции трубопроводов и повышению энергетической эффективности оборудования тепловых пунктов, разводящих трубопроводов отопления и горячего водоснабжения;

н) по модернизации и внедрению оптимальных режимов работы систем отопления, вентиляции на основе использования автоматизированных тепловых пунктов (блочного исполнения) и термостатических регуляторов;

о) по повышению тепловой защиты зданий, строений, сооружений организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, при капитальном ремонте, утепление зданий, строений, сооружений;

п) по автоматизации потребления тепловой энергии зданиями, строениями, сооружениями;

р) по замене или реконструкции водопроводных сетей с целью снижения утечек воды;

с) по восстановлению/внедрению циркуляционных систем горячего водоснабжения, проведение гидравлической регулировки;

т) по реконструкции и монтажу системы оборотного водоснабжения, капитальному ремонту очистных сооружений, систем производственных и ливнесточных;

у) по сокращению объемов электрической энергии, используемой при передаче (транспортировке) воды;

ф) по модернизации подвижного состава путем замены его составных частей на более совершенные и менее энергоемкие;

х) по энергосбережению в организациях с участием государства или муниципального образования и повышению энергетической эффективности этих организаций;

ц) по организации управления бесхозными объектами недвижимого имущества, используемыми для передачи энергетических ресурсов, с момента выявления таких объектов, в том числе определению источника компенсации возникающих при их эксплуатации нормативных потерь энергетических ресурсов (включая тепловую энергию, электрическую энергию), в частности за счет включения расходов на компенсацию указанных потерь в тариф организации, управляющей такими объектами, в соответствии с законодательством Российской Федерации;

ч) по использованию в качестве источников энергии вторичных энергетических ресурсов и (или) возобновляемых источников энергии;

ш) по энергосбережению в транспортном комплексе и повышению его энергетической эффективности, в том числе замещению бензина и дизельного топлива, используемых транспортными средствами в качестве моторного топлива, альтернативными видами моторного топлива – природным газом, газовыми смесями, сжиженным углеводородным газом, электрической энергией, иными альтернативными видами моторного топлива с учетом доступности использования, близости расположения к источникам природного газа, газовых смесей, электрической энергии, иных альтернативных видов моторного топлива и экономической целесообразности такого замещения;

щ) по информационному обеспечению указанных в подпунктах «а»–«ш» настоящего пункта мероприятий, в том числе информированию потребителей энергетических ресурсов об указанных мероприятиях и о способах энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

5. Программа энергосбережения может содержать иные мероприятия, направленные на снижение расхода энергетических ресурсов на производственные и хозяйственные нужды и обеспечивающие экономию энергетических ресурсов и эффективное их использование.

Приложение № 12

к Требованиям к Программам
энергосбережения,
утвержденным приказом
Департамента экономической
политики и развития города
Москвы
от 25.03.2021 № 30-70

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАСЧЕТУ
ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ
(ДЛЯ РЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ)**

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	5
1.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
1.2. РАНЖИРОВАНИЕ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ...	6
II. АЛГОРИТМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ В РАЗРЕЗЕ ТИПОВЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	8
2.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	8
2.1.1. Мероприятие: «Замена силовых трансформаторов».....	10
2.1.2. Мероприятия: «Отключение на питающих центрах трансформаторов, работающих в режиме малых нагрузок». «Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой».....	15
2.1.4. Мероприятие: «Замена проводов на перегруженных линиях»	18
2.1.5. Мероприятие: «Замена ответвлений от ВЛ-0,4 кВ к зданиям»	21
2.1.6. Мероприятия по компенсации реактивной мощности.....	23
2.1.7. Мероприятие: «Перевод сети на более высокий уровень напряжения»	28
2.1.8. Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электрической энергии.....	31
2.1.9. Мероприятия: «Выбор оптимального режима работы силовых трансформаторов» .	33
2.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКОНОМИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	36
2.2.1. Мероприятие: «Замена сальниковых компенсаторов температурных деформаций тепловых сетей на сальфонные».....	36
2.2.2. Мероприятия: «Внедрение в магистральных тепловых сетях трубопроводов в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции)». «Внедрение в распределительных тепловых сетях трубопроводов в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции)»	41
2.2.4. Мероприятие: «Внедрение в разводящих тепловых сетях трубопроводов из высокотемпературных полимерных материалов и трубопроводов в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции)».....	45
2.2.5. Мероприятие: «Применение современных теплоизоляционных конструкций при реконструкции ЦТП»	49
2.2.6. Мероприятия: «Реализация работ по автоматизации центральных тепловых пунктов (ЦТП). Комплексная замена систем автоматического регулирования ЦТП»	53
2.2.7. Мероприятие: «Замена узлов учета тепловой энергии на центральных тепловых пунктах (ЦТП)».....	58
2.2.8. Мероприятия: «Замена горелочных устройств» и «Автоматика горения».....	59
2.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ	63
2.3.1. Мероприятие: «Уплотнение топков и газоходов энергетических котлов».....	63
2.3.2. Мероприятие: «Чистка трубного пространства конденсатора паровой турбины»	66
2.3.3. Мероприятие: «Приведение зазоров в проточной части турбоагрегата к нормативным значениям».....	70

2.3.4.	Мероприятие: «Чистка сетевых подогревателей турбоагрегата»	72
2.3.5.	Мероприятие: «Замена набивки и уплотнений регенеративного (рекуперативного) воздухоподогревателя (РВП) энергетического котла»	75
2.3.6.	Мероприятие: «Оптимизация состава питательных насосов на ТЭЦ и котельных» .	79
2.3.7.	Мероприятие: «Оптимизация состава сетевых насосов ТЭЦ».....	81
2.4.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКОНОМИИ ВОДЫ	84
2.5.	ТИПОВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ НУЖДЫ	87
2.5.1.	Мероприятие: «Внедрение осветительных устройств с использованием светодиодов» 87	
2.5.2.	Мероприятия по снижению энергопотребления насосным оборудованием	90
2.5.3.	Мероприятие: «Установка инфракрасных датчиков движения и присутствия».....	99
2.5.4.	Мероприятие: «Установка регулятора тепловой энергии на объекте без возможности понижения температуры в не рабочее время».....	102
2.5.5.	Мероприятие: «Применение автоматических дверных доводчиков на входных дверях»	105
2.5.6.	Мероприятие: «Применение автоматических сенсорных смесителей».....	107
2.5.7.	Мероприятие: «Улучшение теплозащитных свойств ограждающих конструкций здания (кровля)»	110
2.5.8.	Мероприятие: «Монтаж низкоэмиссионных пленок на окна».....	114
2.5.9.	Мероприятие: «Монтаж теплоотражающих конструкций за радиаторами отопления» 117	
2.6.	ТИПОВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАНОВЫХ (ПРОГНОЗНЫХ) ЗНАЧЕНИЙ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ КОТОРЫХ ДОПУСКАЕТСЯ ПРИНИМАТЬ ПО ДАННЫМ СРЕДНЕСТАТИСТИЧЕСКОЙ ОТЧЕТНОСТИ О ПАРАМЕТРАХ ВНЕДРЕННЫХ ТИПОВЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ	121
ЛИТЕРАТУРА	126

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие Рекомендации разработаны в целях их использования регулирующими организациями города Москвы в качестве методического пособия по определению плановых и фактических целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации программ энергосбережения регулируемых организаций, и перечень которых определен Требованиями к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории города Москвы, утвержденными приказом Департамента экономической политики и развития города Москвы.

Рекомендации разработаны в соответствии со статьей 25 Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности», Требованиями к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 398, Методикой расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях, утвержденной приказом Минэнерго России от 30 июня 2014 г. № 399, и другими нормативными правовыми актами.

При подготовке настоящих Рекомендаций использованы нормативные правовые акты, источники литературы, а также практический опыт внедрения энергосберегающих мероприятий, реализованных в городе Москве в рамках программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Россети Московский регион», АО «ОЭК», ПАО «МОЭК», ПАО «Мосэнерго» и АО «Мосводоканал».

В Рекомендациях отражены основные показатели оценки эффективности реализации мероприятий, алгоритмы их расчета, в том числе на примере конкретных мероприятий по энергосбережению, а также условия их применения.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.

Энергетический ресурс – носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Энергетическое обследование – сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

Целевой показатель в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности – показатель, отражающий результаты, достижение которых обеспечивается в ходе реализации программы, и показатель, отражающий результаты, достижение которых обеспечивается в ходе реализации сформированных регулирующим органом обязательных мероприятий (отдельных мероприятий или групп мероприятий).

Экономическая эффективность мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности – система стоимостных показателей, отражающих прибыльность (рентабельность) мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Условное топливо – условно-натуральная единица измерения количества топлива, применяемая для соизмерения топлива разных видов с помощью калорийного коэффициента, равного отношению теплосодержания 1 кг топлива данного вида к теплосодержанию 1 кг условного топлива (7000 ккал/кг).

1.2. РАНЖИРОВАНИЕ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Алгоритмы формирования целевых показателей программы мероприятий по энергосбережению, представленные в настоящих Рекомендациях, ранжированы по видам энергетического ресурса, снижение расходования (экономия) которого предполагается получить в результате реализации мероприятия.

Расчет значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, расчетов их энергетической и экономической эффективности мероприятий основан на использовании официальной статистической информации, технических характеристик оборудования и сведений о показаниях технических и коммерческих приборов учета энергоресурсов.

Перечень рекомендуемых к проведению энергосберегающих мероприятий не противоречит примерному перечню мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, который может быть использован в целях разработки региональных, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, утвержденному приказом Минэкономразвития России от 17.02.2010 № 61.

Настоящие Рекомендации содержат среднестатистические данные по эффективности реализованных мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, возможные к использованию при формировании плановых и прогнозных значений целевых показателей реализации мероприятий программ энергосбережения организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, при условии формирования отчетных данных о достижении целевых показателей с учетом использования фактических показаний приборов учета энергетических ресурсов и/или технических характеристик оборудования до и после реализации мероприятия.

В основу расчета значений целевого показателя и оценки энергетической и экономической эффективности мероприятий положены следующие базовые принципы:

- анализ и расчет по мероприятию или техническому решению (установленное оборудование, отремонтированный либо реконструируемый участок) произведен при условии выполнения мероприятия на конец текущего года;

- эффект мероприятий определен в расчете на один год, следующий за годом реализации мероприятий;
- оценка экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия представлена без учета фактора времени и дисконтирования.

II. АЛГОРИТМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОГРАММЫ В РАЗРЕЗЕ ТИПОВЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

2.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Зачастую системы электроснабжения эксплуатируются не в номинальных режимах, электрооборудование и распределительные сети оказываются перегружены или недогружены. Это приводит к увеличению доли потерь в трансформаторах, электродвигателях, к снижению значения $\cos \varphi$ в системе электроснабжения.

Экономия потребляемой электрической энергии достигается непосредственно через снижение потерь электрической энергии в системах трансформирования, распределения и преобразования (трансформаторы, распределительные сети, электродвигатели, системы электрического уличного и местного освещения), а также через оптимизацию режимов эксплуатации оборудования, потребляющего эту энергию. Причем последнее дает наибольший экономический эффект (до 70–80 % от общей экономии).

Неоправданные потери в трансформаторах наблюдаются как при недогрузках, когда потребляемая мощность значительно ниже номинальной мощности трансформатора, работающего в режиме, близком к режиму холостого хода (потери составляют 0,2–0,5 % от номинальной мощности трансформатора), так и при перегрузках.

Большие, сверхнормативные потери могут быть и в длинных, перегруженных распределительных сетях.

При составлении баланса определяется как полезное электропотребление, так и потери в каждом элементе распределения и потребления электрической энергии.

Ниже приведены известные методики определения потерь энергии, необходимые для составления баланса, и характеристики современного энергоэффективного оборудования, позволяющего снизить затраты электроэнергии при реализации технических мероприятий.

Технические мероприятия – мероприятия по строительству и реконструкции электрических сетей, обеспечивающие снижение потерь электроэнергии. Технические мероприятия разделяются на мероприятия по снижению потерь и мероприятия с сопутствующим снижением потерь электроэнергии.

Технические мероприятия по снижению потерь электроэнергии – мероприятия, срок окупаемости затрат на внедрение которых за счет эффекта только от снижения потерь не превышает 8 лет.

Технические мероприятия с сопутствующим снижением потерь электроэнергии – мероприятия, срок окупаемости затрат на внедрение которых за счет эффекта только от снижения потерь составляет более 8 лет.

Приведенное к году снижение потерь электроэнергии от внедрения технического мероприятия – расчетное снижение потерь электроэнергии, получаемое за год.

Снижение потерь электроэнергии с момента внедрения мероприятия – снижение потерь, получаемое за период с момента внедрения мероприятия до конца отчетного или планового периода (квартала, года).

Переходящий эффект снижения потерь электроэнергии – снижение потерь, получаемое в текущем году за счет технических мероприятий, внедренных в предыдущем году, и равное разности между приведенным к году снижением потерь электроэнергии в предыдущем году и снижением потерь электроэнергии с момента внедрения до конца предыдущего года.

Технические мероприятия с переходящим снижением потерь электроэнергии – мероприятия, внедряемые не в начале года.

2.1.1. Мероприятие: «Замена силовых трансформаторов»

Мероприятие относится к инвестиционным, имеющим сопутствующий энергосберегающий эффект – снижение потерь электрической энергии в электрических сетях и обеспечение экономичных режимов работы сетей.

Данное мероприятие может проводиться в рамках реализации инвестиционных проектов по техническому перевооружению и реконструкции электросетевых объектов с целью замены перегруженных и изношенных силовых трансформаторов, увеличения пропускной способности ЛЭП, оптимизации нагрузки электрических сетей.

Снижение потерь в данном случае достигается путем оптимизации технической составляющей потерь в силовых трансформаторах, за счет использования силовых трансформаторов аналогичной мощности с более эффективными техническими характеристиками холостого хода и короткого замыкания.

Область применения

Территориальные сетевые организации; регулируемые организации, владеющие объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Расчет значений технических потерь электроэнергии рекомендуется производить в сертифицированном Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу программном комплексе РТПЗ, алгоритм расчета потерь которого разработан в соответствии с Инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326 (далее – Инструкция Минэнерго России).

Для определения эффекта производится расчет технических потерь электроэнергии в силовых трансформаторах до и после проведения мероприятия, разница между результатами расчетов технических потерь электроэнергии до и после проведения мероприятия является эффектом от мероприятия.

При отсутствии сертифицированного программного комплекса, расчет эффекта от мероприятия следует производить по формулам расчета потерь в силовых трансформаторах в соответствии с Инструкцией Минэнерго России:

$\Delta W_m = \Delta W_{xx} + (\Delta W_n^1 \times W_m / 100)$, кВтч, где:

$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \times T_o \times (U_i / U_{ном})^2$ – потери холостого хода силового трансформатора, кВтч;

$\Delta W_n^1 = (\Delta W_n / W_m) \times 100$ % – относительные нагрузочные потери силового трансформатора, %;

$\Delta W_n = K_k \times \Delta P_{cp} \times T_p \times K_\phi^2$ – нагрузочные потери силового трансформатора, кВтч;

$K_\phi^2 = (1 + 2K_3) / 3K_3$ – квадрат коэффициента формы графика за расчетный период, у.е.;

$K_3 = [W_m / (S_n \times T_p \times \cos\phi)] \times 10^{-3}$ – коэффициент загрузки трансформатора (заполнения графика), у.е.;

$\Delta P_{cp} = 3 \times I_{cp}^2 \times R \times 10^{-3}$ – потери мощности в силовом трансформаторе, кВт;

$I_{cp} = W_m / (\sqrt{3} \times U_{cp} \times T_p \times \cos\phi)$ – средняя нагрузка за расчетный период, А;

$R = (\Delta P_{кз} \times U_{ном}^2 / S_{ном}^2) \times 10^{-3}$ – активное сопротивление силового трансформатора, Ом;

K_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (справочная величина, принимается равным 0,99), у.е.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости мероприятия:

«Замена изношенных силовых трансформаторов типа ТМ на ТП 1, 2, 3, 4 и 5, расположенных по адресу: г. Москва, ТиНАО, д. Акимово, общей мощностью 2,31 МВА».

Исходные данные:

Средний коэффициент мощности объекта имеет значение порядка 0,85, определен в ходе инструментального обследования, в связи с чем установленная активная мощность, преобразуемая силовыми трансформаторами, имеет величину порядка 1,96 МВт.

Установленная мощность присоединения объекта – 1,95 МВт, разрешенная максимальная нагрузка – 1,5 МВт, увеличения установленной мощности силовых трансформаторов не требуется.

Характеристики силовых трансформаторов до реализации мероприятия приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение	Параметр	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5
1	2	3	4	5	6	7
$S_{ном}$	Номинальная мощность трансформатора, МВА	0,4	0,4	0,63	0,63	0,25
$U_{ном}$	Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10	10
W_m	Потребленная активная электроэнергия за месяц (по приборам), кВтч	650000	700000	1050000	1020000	600000
ΔP_{xx}	Потери мощности холостого хода трансформатора, кВт	0,95	0,9	1,31	1,3	0,74
$\Delta P_{кз}$	Потери мощности короткого замыкания трансформатора, кВт	5,5	5,5	7,6	7,6	3,7
T_p	Число часов работы трансформатора под нагрузкой за расчетный период, час	720	720	720	720	720
T_o	Время присоединения трансформатора за расчетный период к сети, час	720	720	720	720	720
K_k	Коэффициент различия конфигураций,	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
$\cos \varphi$	Средневзвешенный коэффициент мощности для трансформатора	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
ΔW_m	Потери электрической энергии в трансформаторах, кВтч	20661,8686	23581,06	29862,938	28363,529	28305,597

Суммарные годовые потери в силовых трансформаторах серии ТМ составляют 130 774,99 кВтч.

В рамках реализации мероприятия планируется замена существующих силовых трансформаторов серии ТМ на трансформаторы серии ТМГ без изменения установленной мощности.

Результаты расчета потерь электрической энергии в силовых трансформаторах после замены приведены в таблице 2.

Таблица 2

Условное обозначение	Параметр	ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5
1	2	3	4	5	6	7
$S_{ном}$	Номинальная мощность трансформатора, МВА	0,4	0,4	0,63	0,63	0,25
$U_{ном}$	Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10	10
W_m	Потребленная активная электроэнергия за месяц (по приборам), кВтч	650000	700000	1050000	1020000	600000
$\Delta P_{хх}$	Потери мощности холостого хода трансформатора, кВт	0,61	0,61	0,8	0,8	0,425
$\Delta P_{кз}$	Потери мощности короткого замыкания трансформатора, кВт	4,6	4,6	6,75	6,75	3,25
T_p	Число часов работы трансформатора под нагрузкой за расчетный период, час	720	720	720	720	720
T_o	Время присоединения трансформатора за расчетный период к сети, час	720	720	720	720	720
K_k	Коэффициент различия конфигураций,	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
$\cos \varphi$	Средневзвешенный коэффициент мощности для трансформатора	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
ΔW_m	Потери электрической энергии в трансформаторах, кВтч	17134,3434	19575,849	26234,468	24902,756	24684,42

Суммарные годовые потери в силовых трансформаторах серии ТМГ составляют 112 531,8 кВтч.

Снижение потерь электрической энергии в силовых трансформаторах за счет замены изношенных трансформаторов составляет 18 243,16 кВтч.

Годовой экономический эффект – 50,752 тыс. руб. (средневзвешенная цена покупки электрической энергии для компенсации потерь в сетях ОАО «МРСК Центра» за 2019 год – 2,782 руб./кВтч).

Стоимость замены 5-ти силовых трансформаторов, определенная в соответствии с укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 № 10, составляет 2 292 тыс. руб. $(309+395*2+532*2)*1,06$.

Срок окупаемости мероприятия не рассчитывается. Энергосберегающий эффект (снижение потерь электроэнергии) не окупает затраты, связанные с реализацией проектов. Окупаемость инвестиций достигается за счет комплексного эффекта, получаемого от реализации проекта: развитие электрической сети и повышение надежности электроснабжения потребителей.

Целевой показатель: «снижение потерь электрической энергии» – является основным целевым показателем энергосбережения для территориальных сетевых организаций.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
1	2	3
Снижение потерь электрической энергии	кВтч	642,4
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	0,079
Экономический эффект	тыс. руб.	1,752

Для регулируемых организаций, владеющих объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности, целевым показателем рассматриваемого мероприятия является – экономия электрической энергии на собственные, производственные или хозяйственные нужды; для электрических станций – снижение электропотребления станций. Экономический эффект мероприятия для указанных организаций определяется с учетом стоимости электрической энергии, приобретаемой ими на собственные нужды.

2.1.2. Мероприятия: «Отключение на питающих центрах трансформаторов, работающих в режиме малых нагрузок». «Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой»

Мероприятие относится к организационным, беззатратным, имеющим сопутствующий энергосберегающий эффект – снижение потерь электрической энергии в электрических сетях и обеспечение экономичных режимов работы сетей.

Данное мероприятие реализуется персоналом сетевой компании в рамках работ по оптимизации режимов работы оборудования и включает в себя обязательный анализ рисков нарушения электроснабжения потребителей, анализ рисков отключения фидеров и разработку оперативных регламентов по вводу в работу оборудования, находящегося в резерве.

Снижение потерь в данном случае достигается путем исключения потерь холостого хода трансформатора, работающего в режиме малых нагрузок, при его отключении.

Область применения

Территориальные сетевые организации; регулируемые организации, владеющие объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x (кВтч), по формуле:

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

T_{pi} – число часов работы трансформатора в i -м режиме, ч;

U_i – напряжение на высшей стороне трансформатора в i -м режиме, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости мероприятия:

«Отключение трансформаторов, работающих в режиме малых нагрузок, на ПС №45 «Ивановская».

Исходные данные:

№ п/п	Наименование объекта	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Завод изготовитель	Номинальная мощность, МВА	R _{xx} , кВт
1	ПС № 45 «Ивановская»	T-1	ТДЦН-100000/220-У1	ОАО «Электrozавод»	100	70,4
		T-2	ТДЦН-100000/220-У1	ОАО «Электrozавод»	100	61,8

Для трансформатора T-1 ПС № 45 «Ивановская» типа ТДЦН-100000/220-У1:

$$\Delta P_{x T-2} = 70,4 \text{ кВт}, U_{ном} = 230 \text{ кВ}.$$

$$\text{Принимаем: } U_i \sim U_{ном}.$$

Ожидаемая экономия электрической энергии в сутки (24 часа) за счёт снижения потерь холостого хода при отключении трансформатора T-1 ПС № 45 «Ивановская» составит:

$$\Delta W_{x T-2} = 70,4 * 24 = 1\,689,60 \text{ кВт*ч/сут.}$$

В соответствии с инструкциями заводов-изготовителей по эксплуатации силовых трансформаторов планируется на каждом питающем центре отключать/включать трансформаторы, указанные в таблице, поочередно, один раз в 3 месяца (т.е. ежеквартально) каждого года реализации мероприятия.

Соответственно, для трансформатора T-2 ПС № 45 «Ивановская» типа ТДЦН 100000/220-У1:

$$\Delta P_{x T-3} = 61,8 \text{ кВт}, U_{ном} = 230 \text{ кВ}.$$

$$\text{Принимаем: } U_i \sim U_{ном}.$$

Ожидаемая экономия электрической энергии в сутки (24 часа) за счёт снижения потерь холостого хода при отключении трансформатора T-2 ПС № 45 «Ивановская» составит:

$$\Delta W_{x T-3} = 61,8 * 24 = 1\,483,2 \text{ кВтч/сут.}$$

Ожидаемая годовая экономия при планируемом ежеквартальном чередовании отключения/включения на ПС № 45 «Ивановская» трансформаторов T-1 (T-2), работающих в режиме малых нагрузок:

Планируемое годовое снижение потерь электрической энергии ΔW (тыс. кВт*ч) при поквартальном отключении/включении T-1 и T-2 ПС № 45 «Ивановская»:

$$\Delta W_{mi} = \Delta P_{xx i} * T_i, \text{ где}$$

$$T_{T-1} = 4\,368 \text{ ч} - \text{число часов за I и III кварталы года;}$$

$$T_{T-2} = 4\,392 \text{ ч} - \text{число часов за II и IV кварталы года.}$$

$$\Delta W_m = 70,4 * 4\,368 + 61,8 * 4\,392 = 578,933 \text{ тыс. кВтч.}$$

Ввиду того, что реализация мероприятия производится хозяйственным способом, годовой экономический эффект за счет снижения потерь электрической энергии в натуральном выражении составит 578,933 тыс. кВтч, в денежном выражении при средневзвешенной цене покупки электрической энергии для компенсации потерь в сетях ОАО «МРСК Центра» за 2019 год – 2,782 руб./кВтч составит 1 610,59 тыс. руб.

Оценка экономической эффективности мероприятия не производится, так как мероприятие является беззатратным.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение потерь электрической энергии	тыс. кВтч	578,933
в т.ч. в переводе на условное топливо	тыс. т у.т.	71,21
Экономический эффект	млн. руб.	1,61

Целевой показатель: «снижение потерь электрической энергии» – является основным целевым показателем энергосбережения для территориальных сетевых организаций.

Для регулируемых организаций, владеющих объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности, целевым показателем рассматриваемого мероприятия является – экономия электрической энергии на собственные, производственные или хозяйственные нужды; для электрических станций – снижение электропотребления станций. Экономический эффект мероприятия для указанных организаций определяется с учетом стоимости электрической энергии, приобретаемой ими на собственные нужды.

2.1.3. Мероприятие: «Замена проводов на перегруженных линиях»

Мероприятие относится к инвестиционным, имеющим сопутствующий энергосберегающий эффект – снижение потерь электрической энергии в электрических сетях и обеспечение экономичных режимов работы сетей.

Данное мероприятие может проводиться в рамках реализации инвестиционных проектов по техническому перевооружению и реконструкции электросетевых объектов с целью замены перегруженных линий электропередачи, увеличения пропускной способности ЛЭП, оптимизации нагрузки электрических сетей, замены неизолированного провода на СИПЗ.

Снижение потерь в данном случае достигается путем оптимизации технической составляющей потерь на участках сети.

Область применения

Территориальные сетевые организации; регулируемые организации, владеющие объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Расчет значений технических потерь электроэнергии рекомендуется производить в сертифицированном Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации, Государственным комитетом Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу, программном комплексе РТПЗ, алгоритм расчета потерь которого разработан в соответствии с Инструкцией Минэнерго России.

Для определения эффекта производится расчет технических потерь электроэнергии на участке сети до и после проведения мероприятия, разница между результатами расчетов технических потерь электроэнергии до и после проведения мероприятия является эффектом от мероприятия.

Формулы расчета потерь для участка сети в соответствии с Инструкцией Минэнерго России:

Нагрузочные потери электрической энергии в ВЛ определяются по формуле:

$$W = K_k * P_{cp} * T * (K_\phi * K_\phi), \text{ где:}$$

P_{cp} — потери мощности в ВЛ, кВт;

$K_\phi * K_\phi$ — квадрат коэффициента формы, о.е. (1,33, при $K_3 = 0,5$);

K_k — коэффициент, учитывающий различие конфигурации графиков активной и реактивной нагрузки ($K_k = 0,99$), о.е.;

T — число часов, час;

$$P_{cp} = (3 * I_{cp} * I_{cp}) * R / 1000$$

I_{cp} — среднее значение токовой нагрузки, А;

R — активное сопротивление ВЛ, Ом;

$$I_{cp} = W_m / (1,732 * U_{cp} * T * \cos\phi)$$

U_{cp} — среднее напряжение элемента, кВ.

Активное сопротивление ВЛ определяется по паспортным данным.

$$R_{вл} = r * L * (1 + 0,004 * (T_{cp} - 20)) / N_{ц}, \text{ Ом}$$

r — удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 20 градусов по Цельсию, Ом/км;

$N_{ц}$ — количество параллельных цепей, шт.;

L — длина линии, км;

T_{cp} — средняя температура провода.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости мероприятия:

«Реконструкция ВЛ-10 кВ ф.1 с РУ-1, ПС №72 «Романово», г. Москва, д. Мамоново» с заменой 10,0 км провода А-70 на СИП-95.

Исходные данные:

Марка провода	Вт, кВтч	U_{cp} , кВ	r , Ом/км	$N_{ц}$, А	T , час	$\cos\phi$	L , км
А-70	10 000	10	0,46	1	744	0,86	10
СИП-95	10 000	10	0,363	1	744	0,86	10

Результаты расчета нагрузочных потерь на участке линии до и после проведения мероприятия:

	Марка провода	$R_{вл}$, Ом	P_{cp} , кВт	W нагр, кВтч	ΔW январь, кВт	ΔW год, кВт
до мероприятия	А-70	4,6184	0,011223	10,99405	2,31831	27,2962
после мероприятия	СИП-95	3,64452	0,008856	8,675737		

Величина снижения потерь электрической энергии на участке сети за счет реконструкции ВЛ-10 кВ с заменой 10 км провода А-70 на СИП-95 составляет 27,3 кВтч в год.

Годовой экономический эффект – 75,95 руб. (средневзвешенная цена покупки электрической энергии для компенсации потерь в сетях ОАО «МРСК Центра» за 2019 год - 2,782 руб./кВтч).

Срок окупаемости мероприятия не рассчитывается. Энергосберегающий эффект (снижение потерь электроэнергии) не окупает затраты, связанные с реализацией проекта. Окупаемость инвестиций достигается за счет комплексного эффекта, получаемого от реализации проекта: развитие электрической сети и повышение безопасности электроснабжения потребителей.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение потерь электрической энергии	кВтч	27,3
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	3,36
Экономический эффект	руб.	75,95

Целевой показатель: «снижение потерь электрической энергии» - является основным целевым показателем энергосбережения для территориальных сетевых организаций.

Для регулируемых организаций, владеющих объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности, целевым показателем рассматриваемого мероприятия является – экономия электрической энергии на собственные, производственные или хозяйственные нужды; для электрических станций – снижение электропотребления станций. Экономический эффект мероприятия для указанных организаций определяется с учетом стоимости электрической энергии, приобретаемой ими на собственные нужды.

2.1.4. Мероприятие: «Замена ответвлений от ВЛ-0,4 кВ к зданиям»

Мероприятие относится к инвестиционным, имеющим сопутствующий энергосберегающий эффект – снижение потерь электрической энергии в заменяемых ответвлениях.

Мероприятие может проводиться в рамках реализации производственных и инвестиционных программ организации.

Снижение потерь в данном случае достигается путем оптимизации технических характеристик провода.

Область применения

Территориальные сетевые организации.

Методика расчета эффективности мероприятия

Снижение потерь электрической энергии при замене ответвлений от ВЛ-0,4 кВ к зданиям определяется суммой снижения потерь в заменяемых ответвлениях, которые рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = (\rho_1 / F_1 - \rho_2 / F_2) * m * l * I^2 * \tau * 10^{-6}, \text{ где:}$$

ρ_1 и ρ_2 – удельное сопротивление материала соответственно старого и нового проводов, Ом*мм²/км;

- для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов $\rho=31,5$ Ом*мм²/км;

- для медных $\rho=18,6$ Ом*мм²/км;

- для стальных $\rho=125-140$ Ом*мм²/км при токе нагрузки 3-5А;

F_1 и F_2 – сечения старого и нового проводов, мм²;

m – количество фаз в ответвлении: при однофазном – $m=1$, при трехфазном – $m=3$;

l – длина ответвления, км;

I – ток в ответвлении, А.

τ – время наибольших потерь (для населения 5000 час в год)

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T}{10^4} \right)^2 8760, \text{ ч,}$$

где T – число часов использования максимальной нагрузки, ч.

Число часов использования максимальной нагрузки T определяется по формуле:

$$T = \frac{W_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тр.н}} \cdot \sum_{i=1}^n I_{\text{ср.макс}}}, \text{ ч,}$$

где $U_{\text{тр.н}}$ – номинальное линейное напряжение трансформатора на низкой стороне.

На основании расчетных величин T и τ можно построить график зависимости $\tau = f(T)$.

При прогнозировании объема снижения потерь при проведении мероприятия по замене ответвлений от ВЛ-0,4 кВ к зданиям допускается применять нормативное (усредненное) снижение потерь в расчете на одно ответвление, равное 0,006 тыс. кВтч, экономический эффект по замене одного ответвления составит $6 * 2,782 = 16,7$ руб.

Фактическое значение целевого показателя определяется на основании выше приведенных формул, применение усредненного значения снижения потерь при формировании фактического значения целевого показателя энергосбережения не допускается.

Срок окупаемости мероприятия не рассчитывается. Энергосберегающий эффект (снижение потерь электроэнергии) не окупает затраты, связанные с реализацией проекта. Окупаемость инвестиций достигается за счет комплексного эффекта, получаемого от реализации проекта: развитие электрической сети и повышение безопасности электроснабжения потребителей.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение потерь электрической энергии	кВтч / отв.	6
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т./отв.	0,738
Экономический эффект	руб./отв.	16,7

2.1.5. Мероприятия по компенсации реактивной мощности

Режим реактивной мощности существенным образом сказывается на потерях в распределительных электрических сетях, поскольку нагрузочные потери определяются квадратом полного тока, включающего реактивную составляющую.

Установленные приказом Минпромэнерго России от 22.02.2007 № 49 нормативные величины коэффициента мощности составляют – 0,928 (для напряжения 6-20 кВ) с 7 до 23 ч и 1,0 – в остальное время суток. В отсутствие финансовых и юридических санкций за отклонение от нормативных величин в настоящее время, основным стимулом для приведения $\cos \varphi$ к нормативному уровню должно явиться снижение технологических потерь при передаче электроэнергии по электросетям предприятия и возможность уменьшения присоединённой полной мощности электрооборудования.

Оценочно экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить от 10 до 30 % от технических потерь.

Устройства компенсации реактивной мощности

При работе электродвигателей и трансформаторов генерируется реактивная нагрузка, в сетях и трансформаторах циркулируют токи реактивной мощности, которые приводят к дополнительным активным потерям. Для компенсации реактивной мощности, оцениваемой по величине $\cos \varphi$, применяются батареи косинусных трансформаторов и синхронные электродвигатели, работающие в режиме перевозбуждения. Для большей эффективности компенсаторы располагают как можно ближе к источникам реактивной мощности, чтобы эти токи не циркулировали в распределительных сетях и не вносили дополнительные потери энергии.

Мероприятия по компенсации реактивной мощности должны быть направлены на оценку эффективности работы компенсационных устройств, анализ влияния изменения $\cos \varphi$ на потери в сетях в течение суток (табл. 3), подбор режимов эксплуатации устройств компенсации реактивной мощности.

Реактивная мощность при синусоидальном напряжении однофазной сети равна $Q = U * I * \sin \varphi = P * \operatorname{tg} \varphi$, в трехфазной сети – как алгебраическая сумма фазных реактивных мощностей.

Уровень компенсируемой мощности Q_k определяется как разность реактивных мощностей нагрузки предприятия Q_n и представляемой предприятию энергосистемой Q_3 :

$$Q_k = Q_n - Q_3 = P (\operatorname{tg} \varphi_n - \operatorname{tg} \varphi_3)$$

Основными источниками реактивной мощности являются:

- Асинхронные двигатели (45 – 65 %).
- Трансформаторы всех ступеней трансформации (20 – 25 %).

Таблица 3. Влияние увеличения $\cos \varphi$ на снижение реактивных потерь

Базовый $\cos \varphi$	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
$\cos \varphi$ после проведения мероприятия	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9
Снижение тока, %	37,5	44,5	25	33	12,5	22	11
Снижение потерь по сопротивлению, %	61	69	43,5	55,5	23	39,5	21

Перечень мероприятий, позволяющих повысить $\cos \varphi$:

- Увеличение загрузки асинхронных двигателей.
- При снижении до 40 % мощности, потребляемой асинхронным двигателем, переключать обмотки с треугольника на звезду. Мощность двигателя при этом снижается в 3 раза.
- Применение ограничителей времени работы асинхронных двигателей и сварочных трансформаторов в режиме, холостого хода (ХХ).
- Замена асинхронных двигателей синхронными.
- Применение технических средств регулирования режимов работы электродвигателей.
- Нагрузка трансформаторов должна быть более 30 % номинальной мощности.

Технические средства компенсации реактивной мощности:

- Синхронные электродвигатели в режиме перевозбуждения.
- Комплектные конденсаторные батареи.
- Статические компенсаторы (управляемые тиристорами реакторы или конденсаторы).

Область применения

Территориальные сетевые организации; регулируемые организации, владеющие объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия по установке устройства компенсации реактивной мощности в разомкнутой электрической сети сетевой организации

Оценочный расчет объема снижения потерь электрической энергии от установки и ввода в работу устройства компенсации в разомкнутой электрической сети производится с использованием следующей формулы расчета:

$$\Delta W_{\text{эк}} = [(2Q_{\text{ку}} * Q_n - Q_{\text{ку}}^2) / U_n^2] * R_{\text{эк}} * i'' * k_n - \Delta W_{\text{ку}}, \text{ где:}$$

Q_n – реактивная мощность суммарной нагрузки электрической сети;

$R_{эк}$ – эквивалентное по потерям мощности сопротивление сети;

t – время наибольших потерь, час;

U_n – номинальное напряжение сети;

$Q_{ку}$ – мощность компенсирующего устройства, квар;

$\Delta W_{ку}$ – потери в компенсирующих устройствах, тыс. кВтч, определяемые

$$\Delta W_{ку} = tg \delta * Q_{ку} * T, \text{ где:}$$

$tg \delta$ – относительные потери в конденсаторах, принимаются в соответствии с паспортными данными, а при отсутствии паспортных данных – в соответствии с нормативной величиной потерь (Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утверждена приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 326):

- для батарей конденсаторов – 0,003 кВт/квар;

- для статических тиристорных компенсаторов (СТК) – 0,006 кВт/квар.

В рамках определения прогнозных значений объема снижения потерь от реализации мероприятия по установке устройств компенсации реактивной мощности в разомкнутой электрической сети сетевой организации и отсутствии проектных характеристик мероприятия допускается применять нормативное (усредненное) снижение потерь для батарей статических конденсаторов (таблица 2 Инструкции по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений, И 34-70-028-86 РД 34.09.254)

Название сети	Номинальное напряжение ПС, на которой установлена БК, кВ	Средний удельный эффект от установки БК (тыс.кВтч/Мвар) при номинальном напряжении подстанции (кВ)		
		35/6-10	110/6-10	220/6-10
Городская	0,38	330	310	230
Сельская	0,38	480	450	375
Любого назначения	6-20	190	160	60

Средний норматив снижения потерь электрической энергии:

при установке батарей конденсаторов:

- в электрических сетях энергосистем – 130 тыс.кВтч/Мвар*год,

- в электрических сетях потребителя – 200 тыс.кВтч/Мвар*год.

при установке синхронных компенсаторов:

- 100 тыс. кВтч/Мвар*год.

Применение нормативных (усредненных) значений снижения потерь при формировании фактического значения целевого показателя энергосбережения не допускается.

Срок окупаемости мероприятия не рассчитывается. Энергосберегающий эффект (снижение потерь электроэнергии) не окупает затраты, связанные с реализацией проекта. Окупаемость инвестиций достигается за счет комплексного эффекта, получаемого от реализации проекта: развитие электрической сети и повышение надежности и качества электроснабжения потребителей.

Пример.

Установка батареи статических конденсаторов в разомкнутой сети электрических сетей.

Исходные данные:

С центра питания (ТП-1, 2х1000) передается 6000 Мвар*ч реактивной мощности по 2-м ВЛ-0,4 кВ длиной 1 км, марка провода А-70, потребление активной мощности составляет 8000 тыс. кВтч. (полная мощность – 10000 МВА). Средний максимальный ток по суточным графикам в период контрольных замеров – 230 А.

Необходимо рассчитать эффект от установки БСК суммарной мощностью 1600 квар на стороне 0,4 кВ ТП-1.

$$\Delta W_{ку} = tg \delta * Q_{ку} * T, \text{ где:}$$

$tg \delta$ – принимаем величину относительных потерь для батарей конденсаторов – 0,003 кВт/квар;

$$\Delta W_{ку} = 0,003 * 1600 * 8760 = 42,05 \text{ тыс. кВтч}$$

Объем снижения потерь электрической энергии от установки и ввода в работу устройства компенсации

$$\Delta W_{эк} = [(2Q_{ку} * Q_{п} - Q_{2ку}) / U_{2н}] * R_{эк} * \tau * k_{п} - \Delta W_{ку},$$

$Q_{п}$ – реактивная мощность суммарной нагрузки электрической сети, в нашем случае определена величиной часов использования реактивной мощности – 7300 часов в год.

$$\Delta W_{эк} = [(2 * 1600 * 6000 * 103 / 7300 - 1600 * 1600) / 0,4 * 0,4] * 0,2754 * 4922 * 1,0 * 10^{-6} - 42,5 = 551,7 \text{ тыс. кВтч}$$

$$\text{где, } R_{экв} = R_{ТП} + R_{л}$$

$$R_{л} = (\rho * L) / F$$

ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом*мм²/км, для алюминиевых проводов – 31,5 Ом*мм²/км.

$$R_{\text{л}} = (31,5) * 1,0 / 70 = 0,45 \text{ Ом}; R_{2\text{л}} = R_{\text{л}} / 2 = 0,225 \text{ Ом}$$

$R_{\text{ТП}} = 100,8 \text{ мОм} = 0,1008 \text{ Ом}; R_{2\text{ТП}} = R_{\text{ТП}} / 2 = 0,0504 \text{ Ом}$ (полное сопротивление трансформатора мощностью 1000 кВА).

$$R_{\text{экв}} = 0,225 + 0,0504 = 0,2754 \text{ Ом}$$

$$i' = (0,124 + T/10^4)^2 * 8760, \text{ где:}$$

$$T = W_{\text{тр}} / (\sqrt{3} U_{\text{тр.н.}} * \sum I_{\text{ср.макс}}) = 10000000 / (1,73 * 0,4 * 2310) = 6256 \text{ час}$$

$$i' = (0,124 + 0,6256)^2 * 8760 = 4922 \text{ час}$$

$U_{\text{тр.н.}}$ – номинальное линейное напряжение трансформатора на низкой стороне;

$I_{\text{ср.макс}}$ – средний максимальный ток по суточным графикам в период контрольных замеров (2310 А).

Годовой экономический эффект реализации мероприятия:

$$\Delta \mathcal{E} = 551,7 * 2,782 = 1\,534,83 \text{ тыс. руб.}$$

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение потерь электрической энергии	тыс. кВтч	551,7
в т.ч. в переводе на условное топливо	тыс. т у.т.	67,86
Экономический эффект	тыс. руб.	1 534,83

Целевой показатель: «снижение потерь электрической энергии» – является основным целевым показателем энергосбережения для территориальных сетевых организаций.

Для регулируемых организаций, владеющих объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности, целевым показателем рассматриваемого мероприятия является – экономия электрической энергии на собственные, производственные или хозяйственные нужды; для электрических станций – снижение электропотребления станций. Экономический эффект мероприятия для указанных организаций определяется с учетом стоимости электрической энергии, приобретаемой ими на собственные нужды.

2.1.6. Мероприятие: «Перевод сети на более высокий уровень напряжения»

Мероприятие относится к инвестиционным, имеющим сопутствующий энергосберегающий эффект – снижение потерь электрической энергии в электрической сети.

Энергосберегающий эффект мероприятия достигается за счет повышения напряжения питающей сети, снижения нагрузочных токов в сети вследствие повышения напряжения, а также изменением структуры потерь (увеличением потерь холостого хода и уменьшением нагрузочных потерь) в питающем силовом трансформаторе.

Область применения

Территориальные сетевые организации; регулируемые организации, владеющие объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Расчет эффекта от внедрения мероприятия производится в соответствии

с требованиями Инструкции Минэнерго России.

$$\Delta W_{\text{нов } U} = \Delta W_{\text{лин}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \text{ где:}$$

$\Delta W_{\text{лин}}$ – снижение потерь электрической энергии в линии;

$\Delta W_{\text{ТР}}$ – снижение потерь электрической энергии в силовом трансформаторе.

$$\Delta W_{\text{лин}} = (W_{\text{акт}}^2 / (U_{\text{л2}}^2 - U_{\text{л1}}^2) * T_p * \cos \varphi^2) * R_{\text{л}} * k_{\text{ф}}^2 * 10^{-6}, \text{ где:}$$

$U_{\text{л2}} - U_{\text{л1}}$ – линейное напряжение питающей линии до и после проведения мероприятия, В;

$W_{\text{акт}}$ – расход электрической энергии по счетчикам (активным), кВтч;

$\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности;

T_p – продолжительность расчетного периода, час;

$K_{\text{ф}}^2 = (1 + 2K_3) / 3K_3$ – квадрат коэффициента формы графика за расчетный период, у.е.;

$K_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (справочная величина, принимается равным 0,99), у.е.

$R_{\text{л}}$ – сопротивление линии, Ом;

$$R_{\text{л}} = (\rho_{\text{л}} * L_{\text{л}}) / F, \text{ где:}$$

$\rho_{\text{л}}$ – удельное сопротивление материала провода, Ом*мм²/км

$L_{\text{л}}$ – протяженность проводника линии, км;

F – сечение питающей линии, мм².

Для силового трансформатора:

$$\Delta W_{mp} = (\Delta P_{кз1} * K_{заг1}^2 - \Delta P_{кз2} * K_{заг2}^2) * i' + (\Delta P_{xx1} * (U_{ср1} / U_{ном1})^2 - \Delta P_{xx2} * (U_{ср2} / U_{ном2})^2) * T_p, \text{ где:}$$

$\Delta P_{кз1}, \Delta P_{кз2}$ – потери мощности короткого замыкания в трансформаторе до и после мероприятия. Принимаются в соответствии с паспортными данными трансформатора, кВт;

$\Delta P_{xx1}, \Delta P_{xx2}$ – потери мощности холостого хода в трансформаторе до и после мероприятия. Принимаются в соответствии с паспортными данными трансформатора, кВт;

$K_z = [P_{акт} / (S_n * \cos\varphi)] * 10^{-3}$ – коэффициент загрузки трансформатора (заполнения графика), у.е.;

$P_{акт}$ – активная мощность электроэнергии в часы максимальных нагрузок, кВт;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА, паспортные данные трансформатора.

При прогнозировании объема снижения потерь от реализации мероприятия по переводу сети на более высокий уровень напряжения, и отсутствии ПСД по инвестиционному проекту допускается применять нормативное (усредненное) снижение потерь в расчете на 1 км переводимых линий, равное:

15 тыс. кВтч при переводе электрических сетей с 6 кВ на 10 кВ;

60 тыс. кВтч при переводе электрических сетей с 35 кВ на 110 кВ.

(указаны среднестатистические данные по результатам реализации мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях дочерних обществ ПАО «Россети» (распоряжение ОАО «Россети» от 14.04.2015 № 177р)).

Применение нормативного (усредненного) значения снижения потерь при формировании фактического значения целевого показателя энергосбережения не допускается.

Срок окупаемости мероприятия не рассчитывается, так как энергосберегающий эффект (снижение потерь электроэнергии) не окупает затраты, связанные с реализацией проекта. Окупаемость инвестиций достигается за счет комплексного эффекта, получаемого от реализации проекта: развитие электрической сети и повышение надежности электроснабжения потребителей.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
1	2	3
Снижение потерь электрической энергии	тыс. кВтч	551,7
в т.ч. в переводе на условное топливо	тыс. т у.т.	67,86
Экономический эффект	тыс. руб.	1 534,83

Целевой показатель: «снижение потерь электрической энергии» – является основным целевым показателем энергосбережения для территориальных сетевых организаций.

Для регулируемых организаций, владеющих объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности, целевым показателем рассматриваемого мероприятия является – экономия электрической энергии на собственные, производственные или хозяйственные нужды; для электрических станций – снижение электропотребления станций. Экономический эффект мероприятия для указанных организаций определяется с учетом стоимости электрической энергии, приобретаемой ими на собственные нужды.

2.1.7. Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электрической энергии

Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электрической энергии относятся к мероприятиям, проводимым в целях:

- снижения коммерческих потерь электрической энергии и локализации мест их возникновения;
- повышения качества и надежности электроснабжения потребителей;
- обеспечения возможности удаленного управления режимами электропотребления;
- обеспечение корректной и оперативной информацией участников розничного рынка электроэнергии о фактическом движении электроэнергии и мощности;
- приведения в соответствие с требованиями НТД систем коммерческого учета электрической энергии на РРЭ.

Допустимый уровень коммерческих потерь – значение коммерческих потерь электроэнергии, обусловленное погрешностями системы учета электроэнергии (электросчетчиков, трансформаторов тока и напряжения) при соответствии системы учета требованиям ПУЭ (РД-34.09.254).

В перечень основных мероприятий по совершенствованию систем расчетного и технического учета электрической энергии входят как организационные, так технические мероприятия, в том числе мероприятия по:

- выявлению неучтенной электроэнергии;
- организации равномерного снятия показаний электросчетчиков строго в установленные сроки по группам потребителей;
- составлению и анализу небалансов электроэнергии по каждому энергообъекту;
- проведению проверок и обеспечению своевременности и правильности снятия показаний электросчетчиков на электростанциях и подстанциях энергосистем;
- проведению проверок и обеспечению правильности работы электросчетчиков на межсистемных линиях электропередачи и на генераторах электростанций;
- установке электросчетчиков потерь на линиях;
- установке автоматизированных систем учета электроэнергии;

- установке отдельных электросчетчиков для потребителей, получающих электроэнергию от трансформаторов собственных нужд;
- проведению поверки электросчетчиков;
- внедрению систем интеллектуального учета электрической энергии.

Область применения

Территориальные сетевые организации; регулируемые организации, владеющие объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Методика расчета эффективности мероприятий по совершенствованию систем расчетного и технического учета электрической энергии основана, в основном, на применении при прогнозировании целевых показателей реализации мероприятий среднестатистических и или экспертных данных о результатах реализации мероприятий ресурсоснабжающими организациями.

Фактические значения по выполнению плановых целевых показателей должны быть подтверждены данными показаний приборов до и после реализации мероприятия, данными статистической и бухгалтерской отчетности организации.

2.1.8. Мероприятия: «Выбор оптимального режима работы силовых трансформаторов»

Мероприятие относится к организационным, беззатратным, имеющим сопутствующий энергосберегающий эффект – снижение потерь электрической энергии в электрических сетях и обеспечение экономичных режимов работы сетей.

Данное мероприятие реализуется персоналом сетевой компании в рамках работ по оптимизации режимов работы оборудования и включает в себя обязательный анализ рисков нарушения электроснабжения потребителей, анализ рисков отключения силовых трансформаторов и разработку оперативных регламентов по режимам их работы.

Снижение потерь в данном случае достигается путем исключения потерь холостого хода трансформатора, работающего в режиме малых нагрузок, при его отключении.

Область применения

Территориальные сетевые организации; регулируемые организации, владеющие объектами электрических сетей, передача электрической энергии по сетям которых не является основным видом деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Методика расчета эффективности мероприятия аналогична представленной при описании мероприятий 2.1.2 и 2.1.3.

Расчет эффективности мероприятия производится после выбора оптимального режима работы силовых трансформаторов. Пример по расчету оптимального режима работы силовых трансформаторов, установленных на ТП, представлен ниже.

Пример расчета

Исходные данные:

На подстанции установлено n трансформаторов.

Необходимо построить кривые зависимости потерь от нагрузки силовых трансформаторов $\Delta W_{тр\Sigma} = f(S_{нагр})$ и выбрать оптимальный режим работы этих трансформаторов при различных нагрузках.

Число силовых трансформаторов и их технические данные приведены в таблицах:

№ Варианта	n , шт	$S_{ном}$, кВА			T_6 , ч	$T_{раб}$, ч
		T1	T2	T3		
3	2	100	160	-	8700	6000

Тип	Ном. мощность трансформатора, кВА	Вторичное напряжение, кВ	ΔP_x , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт
ТМ - 100/10	100	0.4	0.33	1.97
ТМ - 160/10	160	0.4	0.51	3.1

Суммарные потери активной энергии в двухобмоточных трансформаторах, при работе n трансформаторов можно определить по выражению, кВт*ч

$$\Delta W_{mp\Sigma} = \sum_{i=1}^n (\Delta P_{xi} * T_{\theta}) + k_{з.т.}^2 * \sum_{i=1}^n (\Delta P_{к.з.i} * T_{раб}), \text{ где:}$$

$$k_{з.т.} = S_{нагр\Sigma} / \sum S_{ном.т.i}$$

n – число работающих трансформаторов;

ΔP_{xi} – потери х.х. i – го трансформатора при номинальном напряжении;

T_{θ} – полное число часов работы трансформатора;

$\Delta P_{к.з.i}$ – потери к.з. i – го трансформатора при номинальном напряжении;

$T_{раб}$ – число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой;

$S_{нагр\Sigma}$ – суммарная нагрузка подстанции;

$\sum S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформаторов;

Суммарные потери при работе 1-го трансформатора:

$S_{нагр}$	0	50	100	150	200	250	300
$k_{з.т.}$	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3
ΔW_{mp}	2871	8781	14691	29466	50151	76746	109251

Суммарные потери при работе 2-го трансформатора:

$S_{нагр}$	0	80	160	240	320	400	480
$k_{з.т.}$	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3
ΔW_{mp}	4437	9087	23037	46287	78837	120687	171837

Суммарные потери при работе 2-х трансформаторов:

Номинальная суммарная мощность 2-х трансформаторов

$$S_{ном} = (S_{T1} * S_{T2}) / (S_{T1} + S_{T2}) = 100 * 160 / 260 = 61,54 \text{ кВА}$$

$S_{нагр}$	0	30,77	61,54	92,31	123,08	153,85	186,42
$k_{з.т.}$	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3
ΔW_{mp}	7308	14913	37728	75753	128988	197433	281088

Найдём нагрузку, при которой потери будут одинаковые у обеих трансформаторов, и узнаем, при какой нагрузке Т2 будет использоваться рентабельнее, чем Т1.

$$\Delta W_1 = 2871 + S/100 * 11820$$

$$\Delta W_2 = 4437 + S/160 * 18600$$

Примем: $\Delta W_1 = \Delta W_2$

Отсюда: $2871 + S/100 * 11820 = 4437 + S/160 * 18600$

$$S = 803,0769 \text{ кВт}$$

Далее производится расчет эффективности мероприятия по методике, приведенной к мероприятиям 2.1.2 и 2.1.3.

2.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКОНОМИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Целью реализации программных мероприятий в теплоэнергетическом комплексе является снижение потерь тепловой энергии в сетях, потребления топлива, снижение эксплуатационных затрат, внедрение системы регулирования потребления и выработки тепловой энергии, повышение качества коммунальных услуг (теплоснабжения и горячего водоснабжения), обеспечение надежности систем жизнеобеспечения, снижение вредных выбросов в окружающую среду

К перечню основных работ, производимых в рамках реализации программных мероприятий по энергосбережению, относятся в том числе следующие рекомендуемые к реализации работы:

- проведение энергоаудита и составления энергетических паспортов;
- внедрение частотно-регулируемых приводов в насосных группах;
- реконструкция сетей теплоснабжения с применением новых материалов (предизолированные трубы с пенополиуретаном);
- проведение гидравлической регулировки, балансировки распределительных систем отопления;
- реконструкция котельных с высокой степенью износа и низким КПД;
- модернизация энергогенерирующего и энергопотребляющего оборудования;
- работы по теплоизоляции зданий (установка стеклопакетов, утепление стыков);
- перевод внутридомовых систем теплоснабжения на металлопластиковые трубы;
- установка систем регулирования теплоснабжения (индивидуальные тепловые пункты).

Ниже представлены примеры расчета целевых показателей, энергетической и экономической эффективности основных технических мероприятий, реализуемых в рамках инвестиционных программ и программ энергосбережения, и имеющих энергосберегающий эффект.

2.2.1. Мероприятие: «Замена сальниковых компенсаторов температурных деформаций тепловых сетей на сильфонные»

Для компенсации температурных напряжений при строительстве тепловых сетей до 1981 года применялись сальниковые, а также П-, S- и Г-образные компенсаторы. Каждому из них свойственны отдельные серьезные недостатки: нарушение герметичности, большие габариты, увеличение зон отчуждения дорогостоящей городской земли и т.д. Наиболее сложными в эксплуатации и монтаже являются сальниковые компенсаторы. Сальниковые компенсаторы требуют постоянного обслуживания, связанного

с периодической подтяжкой уплотнения и заменой уплотнительного материала. При подземной прокладке теплопроводов установка сальниковых компенсаторов требует строительства дорогостоящих камер. Достаточно большой вес таких компенсаторов, даже относительно небольших диаметров, требует наличия при их монтаже грузоподъемных механизмов, применение которых в ряде случаев затруднено, особенно при прокладке тепловых сетей в городских условиях.

Длительная практика эксплуатации сальниковых компенсаторов показала, что даже при наличии регулярного их обслуживания имеют место протечки теплоносителя. При большой протяженности тепловых сетей суммарная величина такого рода протечек может достигать достаточно больших значений. Протечки теплоносителя приводят к следующим отрицательным последствиям:

- возрастает потребление холодной воды на источниках тепловой энергии для восполнения утечек из трубопроводов тепловых сетей, а также связанные с этим затраты на химводоподготовку;
- увеличение общего объема подпитки приводит к дополнительному поступлению агрессивных газов в трубопроводы тепловых сетей и росту их коррозионного износа;
- необходимость выработки дополнительного количества подпиточной воды для компенсации утечек приводит к перерасходу топлива на источниках тепловой энергии и снижению технико-экономических показателей их работы;
- возрастает потребление электроэнергии на привод подпиточных насосов, в связи с увеличением расхода подпиточной воды;
- имеет место рост количества коррозионных повреждений наружной поверхности компенсаторов и прилегающих к ним трубопроводов;
- увеличивается термическое воздействие на окружающую среду;
- дополнительная выработка подпиточной воды для восполнения утечек приводит к уменьшению резерва мощности источников тепловой энергии и, в целом, к снижению надежности и качества теплоснабжения потребителей;
- дополнительная выработка подпиточной воды для восполнения утечек увеличивает загрузку оборудования, что приводит к сокращению сроков его службы и увеличению затрат на проведение ремонтных работ.

В результате реализации мероприятия по замене сальниковых компенсаторов на сильфонные достигаются следующие технологические эффекты:

- снижение протечек теплоносителя в трубопроводах тепловых сетей;

- снижение потребления холодной воды на собственные нужды источников тепловой энергии;
- суммарное снижение потребления холодной воды;
- снижение потребления топлива за счет исключения протечек горячего теплоносителя через уплотнения сальниковых компенсаторов;
- снижение потребления топлива за счет снижения расходов тепловой энергии на собственные нужды источников тепловой энергии.

Область применения

Ресурсоснабжающие организации, осуществляющие регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения.

Методика расчета эффективности мероприятия

Применение сильфонных компенсаторов взамен сальниковых позволяет снизить потери теплоносителя и тепловой энергии при ее транспортировке, что приводит к снижению расхода воды на источнике теплоснабжения, и в конечном итоге к экономии топлива на подогрев дополнительного количества теплоносителя. Кроме того, в результате снижения расхода подпиточной воды на источнике теплоснабжения снижается потребление электрической энергии электродвигателями подпиточных насосов.

Средняя температура сетевой воды между подающим и обратным трубопроводами определяется по формуле:

$$\tau_{cp}^{cp.z.} = (\tau_{под}^{cp.z.} + \tau_{обр}^{cp.z.})/2, \text{ } ^\circ\text{C}$$

Экономия тепловой энергии от реализации мероприятия по замене сальниковых компенсаторов на сильфонные диаметром до 300 мм

$$Q_{эк}^{до 300} = G_{ут}^{до 300} * \rho_v * c_v * (\tau_{cp}^{cp.z.} - t_{хв}^{cp.z.}), \text{ Гкал/год}$$

Экономия тепловой энергии от реализации мероприятия по замене сальниковых компенсаторов на сильфонные диаметром от 300 до 600 мм

$$Q_{эк}^{300-600} = G_{ут}^{300-600} * \rho_v * c_v * (\tau_{cp}^{cp.z.} - t_{хв}^{cp.z.}), \text{ Гкал/год}$$

Экономия тепловой энергии от реализации мероприятия по замене сальниковых компенсаторов на сильфонные диаметром от 600 до 1200 мм

$$Q_{эк}^{600-1200} = G_{ут}^{600-1200} * \rho_v * c_v * (\tau_{cp}^{cp.z.} - t_{хв}^{cp.z.}), \text{ Гкал/год, где:}$$

$\rho_v = 983,6 \text{ кг/м}^3$ - плотность сетевой воды при средней температуре;

$c_v = 1 \text{ ккал/кг}\cdot\text{K}$ - теплоемкость сетевой воды;

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные:

$\tau_{под}^{ср.г.}$ - среднегодовая температура сетевой воды в подающем трубопроводе – 82,0 °С;

$\tau_{обр}^{ср.г.}$ - среднегодовая температура сетевой воды в обратном трубопроводе – 50 °С;

$t_{хв}^{ср.г.}$ - среднегодовая температура холодной воды – 9,2 °С ;

$G_{ут}^{до 300}$ - годовая утечка сетевой воды через неплотности сальникового компенсатора диаметром до 300 мм, 75 м³/год;

$G_{ут}^{300-600}$ - годовая утечка сетевой воды через неплотности сальникового компенсатора диаметром от 300 до 600 мм, 190 м³/год;

$G_{ут}^{600-1200}$ - годовая утечка сетевой воды через неплотности сальникового компенсатора диаметром от 600 до 1200 мм, 343 м³/год;

$Q_{эк}^{ср}$ - расчетная величина, принимается в качестве годовой экономии тепловой энергии от замены сальникового компенсатора на сифонный на один компенсатор;

$$Q_{эк}^{ср} = (Q_{эк}^{до 300} + Q_{эк}^{300-600} + Q_{эк}^{600-1200})/3 * \rho_в * c_в * (\tau_{ср}^{ср.г.} - t_{хв}^{ср.г.}) = ((75+190+343)/3) * 983,6 * 1 * ((82+50)/2-9,2) = 11,32 \text{ Гкал/комп.}$$

$n_{комп}$ - количество заменяемых компенсаторов – 200 шт.

Суммарная экономия тепловой энергии равна

$$\Delta Q = 11,32 * 200 = 2\,264 \text{ Гкал}$$

Экономический эффект от реализации мероприятия

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q * T_{мэ}, \text{ где:}$$

$T_{мэ} = 1\,047,1 \text{ руб./ Гкал}$ - тариф на компенсацию потерь тепловой энергии ПАО «МОЭК» на 1 полугодие 2020 года;

$$\Delta \mathcal{E} = 2,264 * 1\,047,1 = 4\,117,5 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект определяется в зависимости от осуществляемого организацией вида регулируемой деятельности с учетом действующего для нее тарифа на тепловую энергию либо тарифа на покупку тепловой энергии на компенсацию потерь.

Целевые показатели мероприятия

Снижение технологических потерь тепловой энергии при ее передаче по электрическим сетям – 2,264 тыс. Гкал в год.

Мероприятие имеет сопровождающий эффект: снижение потребления холодной воды.

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
------------	-------------------	---

Снижение потерь тепловой энергии	Гкал	2 264
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	323,75
Экономический эффект	тыс. руб.	2 370,63

Целевой показатель: «снижение потерь тепловой энергии» – является основным целевым показателем энергосбережения для теплосетевых организаций.

Для регулируемых организаций, владеющих объектами (оборудованием) тепловых сетей и не осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, целевым показателем рассматриваемого мероприятия является «снижение расхода (экономия) тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды». Экономический эффект мероприятия для таких организаций определяется с учетом стоимости тепловой энергии, приобретаемой ими на производственные и хозяйственные нужды.

2.2.2. Мероприятия: «Внедрение в магистральных тепловых сетях трубопроводов в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции)». «Внедрение в распределительных тепловых сетях трубопроводов в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции)»

Внедрение в тепловых сетях трубопроводов в пенополиуретановой изоляции позволяет:

- повысить надежность эксплуатации тепловых сетей в связи с высокой износостойкостью, наличием системы контроля утечек, отсутствием наружной коррозии т.д.;
- снизить тепловые потери при передаче и распределении тепловой энергии за счет улучшенных теплоизоляционных свойств по сравнению с традиционными материалами;
- увеличить срок службы тепловых сетей;
- снизить количество технологических повреждений на тепловых сетях;
- снизить эксплуатационные расходы и расходы на ремонт тепловых сетей;
- предупредить аварийность на тепловых сетях, благодаря обязательной установке системы оперативного дистанционного контроля за увлажнением изоляции.

Область применения

Ресурсоснабжающие организации, осуществляющие регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения.

Методика расчета эффективности мероприятия

Методика расчета экономии энергоресурсов в натуральном выражении от реализации проекта определена Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 325 (далее – Порядок определения нормативов потерь).

Расчет средней разности температур для подземной прокладки, °С

$$\Delta t_{\text{подз}}^{\text{ср}} = (\tau_{\text{под}}^{\text{ср}} + \tau_{\text{обр}}^{\text{ср}})/2 - t_{\text{ср}}^{\text{ср}}$$

Расчет средних часовых нормативных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов до реконструкции, ккал/ч

$$Q_{\text{подз}}^{\text{ср.до}} = q_{\text{из}}^{\text{до}} * L * \beta$$

Расчет средних часовых нормативных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов после реконструкции

$$Q_{\text{подз}}^{\text{ср.после}} = q_{\text{из}}^{\text{после}} * L * \beta$$

Расчет нормативных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов до реконструкции, Гкал

$$Q_{\text{подз}}^{\text{до}} = Q_{\text{подз}}^{\text{ср.до}} * n_{\text{расч}}$$

Расчет нормативных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов после реконструкции, Гкал

$$Q_{\text{подз}}^{\text{после}} = Q_{\text{подз}}^{\text{ср.после}} * n_{\text{расч}}$$

Расчет удельных тепловых потерь на 1 км до реконструкции, Гкал/км

$$q_{\text{уд}}^{\text{до}} = Q_{\text{подз}}^{\text{до}} / L$$

Расчет удельных тепловых потерь на 1 км после реконструкции, Гкал/км

$$q_{\text{уд}}^{\text{после}} = Q_{\text{подз}}^{\text{после}} / L$$

Расчет экономии энергоресурсов в натуральном выражении, Гкал

$$Q_{\text{эк}}^{2021} = (q_{\text{уд}}^{\text{год.до}} - q_{\text{уд}}^{\text{год.после}}) * L_{\text{проект}}, \text{ где:}$$

$q_{\text{из}}^{\text{до}}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами, определенные пересчетом табличных значений (таблица № 1.3 Приложения 1 к Порядку определения нормативов потерь) норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия эксплуатации, ккал/ч·м;

$q_{\text{из}}^{\text{после}}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами, определенные пересчетом табличных значений (таблица № 4.5 Приложения 4 к Порядку определения нормативов потерь) норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия эксплуатации, ккал/ч·м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 – при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования);

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

$L_{\text{проект}}$ - планируемый объем работ по реконструкции тепловых сетей, км.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные для расчета

$t_{\text{нв}}^{\text{ср}}$ - средняя температура наружного воздуха за 5 предшествующих лет – 3,7°C,

$t_{\text{гр}}^{\text{ср}}$ - средняя температура грунта за 5 предшествующих лет – 9,5°C,

$\tau_{под}^{ср}$ - средняя температура сетевой воды в подающем трубопроводе при температурном графике 150-70 – 82,0 °С,

$\tau_{обр}^{ср}$ - средняя температура сетевой воды в обратном трубопроводе при температурном графике 150-70 – 50,0 °С

Характеристики участка тепловых сетей представлены в таблице:

Назначение трубопроводов	Диаметр условный, мм	Длина, м	Тип прокладки	Температурный график	Год проектирования тепловой изоляции		Число часов работы в году, ч
					до	после	
магистраль (подающий)	500	500	бесканальная	150-70	1 985	2 021	3 000
магистраль (обратный)	500						

Средняя разность температур для подземной прокладки:

$$\Delta t_{подз}^{ср} = (\tau_{под}^{ср} + \tau_{обр}^{ср})/2 - t_{ср}^{ср} = (82+50)/2 - 9,5 = 56,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Средние часовые нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов до реконструкции:

$$Q_{подз}^{ср.до} = q_{из}^{до} * L * \beta = 233,6 * 500 * 1,15 = 134320 \text{ ккал/ч}$$

Средние часовые нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов после реконструкции:

$$Q_{подз}^{ср.после} = q_{из}^{после} * L * \beta = 138,1 * 500 * 1,15 = 79407,5 \text{ ккал/ч}$$

Нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов до реконструкции:

$$Q_{подз}^{до} = Q_{подз}^{ср.до} * n_{расч} = 134320 * 3000 = 402,960 \text{ Гкал}$$

Нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов после реконструкции:

$$Q_{подз}^{после} = Q_{подз}^{ср.после} * n_{расч} = 79407,5 * 2930 = 232,66 \text{ Гкал}$$

Удельные тепловые потери на 1 км до реконструкции:

$$q_{уд}^{до} = Q_{подз}^{до} / L = 402,96 / 0,5 = 805,92 \text{ Гкал/км}$$

Удельные тепловые потери на 1 км после реконструкции:

$$q_{уд}^{после} = Q_{подз}^{после} / L = 232,66 / 0,5 = 465,32 \text{ Гкал/км}$$

Экономия энергоресурсов в натуральном выражении:

$$Q_{эк}^{2021} = (q_{уд}^{год.до} - q_{уд}^{год.после}) * L_{проект} = (805,92 - 465,32) * 0,5 = 170,3 \text{ Гкал}$$

Экономический эффект от реализации мероприятия:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q * T_{mэ}, \text{ где:}$$

$T_{mэ} = 1\,047,1$ руб./ Гкал - тариф на компенсацию потерь тепловой энергии ПАО «МОЭК» на 1 полугодие 2020 года;

$$\Delta \mathcal{E} = 170,3 * 1\,047,1 = 178,32 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект определяется в зависимости от осуществляемого организацией вида регулируемой деятельности с учетом действующего для нее тарифа на тепловую энергию либо тарифа на покупку тепловой энергии на компенсацию потерь.

Целевые показатели мероприятия

Экономия потерь тепловой энергии при ее передаче по магистральным тепловым сетям – 170,3 Гкал.

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение потерь тепловой энергии	Гкал	170,3
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	23,842
Экономический эффект	тыс. руб.	178,32

Целевой показатель: «снижение потерь тепловой энергии» – является основным целевым показателем энергосбережения для теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Для регулируемых организаций, владеющих объектами (оборудованием) тепловых сетей и не осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, целевым показателем рассматриваемого мероприятия является «снижение расхода (экономия) тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды». Экономический эффект мероприятия для таких организаций определяется с учетом стоимости тепловой энергии, приобретаемой ими на производственные и хозяйственные нужды.

2.2.3. Мероприятие: «Внедрение в разводящих тепловых сетях трубопроводов из высокотемпературных полимерных материалов и трубопроводов в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции)»

Внедрение в тепловых сетях трубопроводов из высокотемпературных полимерных материалов позволяет:

- повысить надежность эксплуатации тепловых сетей в связи с высокой износостойкостью и принципиальным отсутствием всех видов коррозии;
- снизить тепловые потери при передаче и распределении тепловой энергии за счет улучшенных теплоизоляционных свойств по сравнению с традиционными материалами;
- увеличить срок службы тепловых сетей;
- снизить количество технологических повреждений на тепловых сетях;
- снизить эксплуатационные расходы и расходы на ремонт тепловых сетей.

Область применения

Ресурсоснабжающие организации, осуществляющие деятельность в сфере теплоснабжения.

Методика расчета эффективности мероприятия

Методика расчета экономии энергоресурсов в натуральном выражении от реализации проекта определена Порядком определения нормативов потерь.

Расчет средней разности температур для подземной прокладки, °С

$$\Delta t_{подз}^{cp} = (\tau_{под}^{cp} + \tau_{обр}^{cp})/2 - t_{зр}^{cp}$$

Расчет средних часовых нормативных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов до реконструкции, ккал/ч

$$Q_{подз}^{cp, до} = q_{из}^{до} * L * \beta$$

Расчет средних часовых нормативных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов после реконструкции

$$Q_{подз}^{cp, после} = q_{из}^{после} * L * \beta$$

Расчет нормативных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов до реконструкции, Гкал

$$Q_{подз}^{до} = Q_{подз}^{cp, до} * n_{расч}$$

Расчет нормативных тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов после реконструкции, Гкал

$$Q_{подз}^{после} = Q_{подз}^{ср.после} * n_{расч}$$

Расчет удельных тепловых потерь на 1 км до реконструкции, Гкал/км

$$q_{уд}^{до} = Q_{подз}^{до} / L$$

Расчет удельных тепловых потерь на 1 км после реконструкции, Гкал/км

$$q_{уд}^{после} = Q_{подз}^{после} / L$$

Расчет экономии энергоресурсов в натуральном выражении, Гкал

$$Q_{эк}^{2021} = (q_{уд}^{год.до} - q_{уд}^{год.после}) * L_{проект}, \text{ где:}$$

$q_{из}^{до}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами, определенные пересчетом табличных значений (таблица № 1.3 Приложения 1 Порядка определения нормативов потерь) норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия эксплуатации, ккал/ч·м;

$q_{из}^{после}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами, определенные пересчетом табличных значений (таблица № 4.5 Порядком определения нормативов потерь) норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия эксплуатации, ккал/ч·м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 – при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования);

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

$L_{проект}$ - планируемый объем работ по реконструкции тепловых сетей, км.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные для расчета:

$t_{ив}^{ср}$ - средняя температура наружного воздуха за 5 предшествующих лет – 3,7°С;

$t_{ср}^{ср}$ - средняя температура грунта за 5 предшествующих лет – 9,5°С;

$\tau_{под}^{ср}$ - средняя температура сетевой воды в подающем трубопроводе при температурном графике 95-70 – 82,0°С;

$\tau_{обр}^{ср}$ - средняя температура сетевой воды в обратном трубопроводе при температурном графике 95-70 – 50,0°С.

Средняя разность температур для подземной прокладки:

$$\Delta t_{\text{подз}}^{\text{ср}} = (\tau_{\text{под}}^{\text{ср}} + \tau_{\text{обр}}^{\text{ср}})/2 - t_{\text{зр}}^{\text{ср}} = (82+50)/2 - 9,5 = 56,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Средние часовые нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов до реконструкции:

$$Q_{\text{подз}}^{\text{ср.до}} = q_{\text{из}}^{\text{до}} * L * \beta = 62 * 500 * 1,2 = 37\,200 \text{ ккал/ч}$$

Характеристики участка тепловых сетей представлены в таблице:

Назначение трубопроводов	Диаметр условный, мм	Длина, м	Тип прокладки	Температурный график	Год проектирования тепловой изоляции		Число часов работы в году, ч
					до	после	
магистраль (подающий)	100	500	бесканальная	95-70	1985	2021	3000
магистраль (обратный)	100						

Средние часовые нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов после реконструкции:

$$Q_{\text{подз}}^{\text{ср.после}} = q_{\text{из}}^{\text{после}} * L * \beta = 38,5 * 500 * 1,2 = 23\,100 \text{ ккал/ч}$$

Нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов до реконструкции:

$$Q_{\text{подз}}^{\text{до}} = Q_{\text{подз}}^{\text{ср.до}} * n_{\text{расч}} = 37\,200 * 3000 = 111,6 \text{ Гкал}$$

Нормативные тепловые потери через тепловую изоляцию трубопроводов после реконструкции:

$$Q_{\text{подз}}^{\text{после}} = Q_{\text{подз}}^{\text{ср.после}} * n_{\text{расч}} = 23\,100 * 3000 = 69,3 \text{ Гкал}$$

Удельные тепловые потери на 1 км до реконструкции:

$$q_{\text{уд}}^{\text{до}} = Q_{\text{подз}}^{\text{до}} / L = 111,6 / 0,5 = 223,2 \text{ Гкал/км}$$

Удельные тепловые потери на 1 км после реконструкции:

$$q_{\text{уд}}^{\text{после}} = Q_{\text{подз}}^{\text{после}} / L = 69,3 / 0,5 = 138,6 \text{ Гкал/км}$$

Экономия энергоресурсов в натуральном выражении:

$$Q_{\text{эк}}^{2021} = (q_{\text{уд}}^{\text{год.до}} - q_{\text{уд}}^{\text{год.после}}) * L_{\text{проект}} = (223,2 - 138,6) * 0,5 = 42,3 \text{ Гкал}$$

Экономический эффект от реализации мероприятия:

$$\Delta \text{Э} = \Delta Q * T_{\text{мэ}}, \text{ где:}$$

$T_{\text{мэ}} = 1\,047,1$ руб./ Гкал - тариф на компенсацию потерь тепловой энергии ПАО «МОЭК» на 1 полугодие 2020 года;

$$\Delta \text{Э} = 42,3 * 1\,047,1 = 44,292 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект определяется в зависимости от осуществляемого организацией вида регулируемой деятельности с учетом действующего для нее тарифа на тепловую энергию либо тарифа на покупку тепловой энергии на компенсацию потерь.

Целевые показатели мероприятия

Экономия потерь тепловой энергии при ее передаче по магистральным тепловым сетям – 170,3 Гкал.

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение потерь тепловой энергии	Гкал	42,3
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	6,049
Экономический эффект	тыс. руб.	44,29

Целевой показатель: «снижение потерь тепловой энергии» – является основным целевым показателем энергосбережения для теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Для регулируемых организаций, владеющих объектами (оборудованием) тепловых сетей и не осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, целевым показателем рассматриваемого мероприятия является «снижение расхода (экономия) тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды». Экономический эффект мероприятия для таких организаций определяется с учетом стоимости тепловой энергии, приобретаемой ими на производственные и хозяйственные нужды.

2.2.4. Мероприятие: «Применение современных теплоизоляционных конструкций при реконструкции ЦТП»

В работы по реконструкции центральных тепловых пунктов (ЦТП) входят: работы по замене кожухотрубных теплообменных аппаратов на пластинчатые, комплексная замена насосного оборудования, замена трубопроводов и теплоизоляционных конструкций, установка системы контроля, управления и дистанционной передачи данных (автоматизация и диспетчеризация).

За счет оптимизации процессов распределения тепловой энергии, точного соблюдения теплогидравлических режимов и применения современного оборудования, реализация проекта по реконструкции ЦТП приводит к повышению надежности системы теплоснабжения, а также к экономии тепловой энергии как у потребителей тепловой энергии, так и у теплоснабжающей организации.

Экономия при реализации данного мероприятия достигается за счет снижения расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию ЦТП, в связи с применением теплоизоляционных конструкций трубопроводов и оборудования внутри ЦТП с улучшенными характеристиками.

Область применения

Теплоснабжающие организации.

Методика расчета эффективности мероприятия

Расчет теплопотребления ЦТП при расчетных условиях производится по формулам:

Расчетная отопительная нагрузка ЦТП, Гкал/ч:

$$Q_{om}^P = q_{um}^{om} * V_{um} * (t_g^P - t_n^P)$$

Расчетная вентиляционная нагрузка ЦТП, Гкал/ч:

$$Q_{вент}^P = K_p * V_{um} * \rho_v * c_v * (t_g^P - t_n^P)$$

Расход тепловой энергии на отопление ЦТП, за отопительный период, Гкал:

$$Q_{om}^{om.np} = Q_{om}^P * (t_g^P - t_n^{cp.om}) * z_{om} * 24 / (t_g^P - t_n)$$

Расход тепловой энергии на вентиляцию ЦТП, за отопительный период, Гкал:

$$Q_{вент}^{om.np} = Q_{вент}^P * (t_g^P - t_n^{cp.om}) * z_{om} * 24 / (t_g^P - t_n), \text{ где:}$$

$t_g^P = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$ - расчетная температура воздуха внутри ЦТП;

$t_n^P = -25 \text{ } ^\circ\text{C}$ - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления;

$\rho_v = 1,292 \text{ кг/м}^3$ - плотность воздуха;

$c_v = 0,24 \text{ ккал/кг} \cdot ^\circ\text{C}$ - теплоемкость воздуха;

$t_n^{cp.om} = -2,2 \text{ } ^\circ\text{C}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период;

$z_{om} = 205 \text{ сут.}$ - продолжительность отопительного периода.

Расчет теплопотребления ЦТП до реконструкции:

Определение отопительной нагрузки ЦТП, с учетом повышенной температуры внутреннего воздуха, производится по формуле:

$$Q_{om}^{\partial o} = Q_{om}^p * (t_v^{\partial o} - t_n^p) / (t_v^p - t_n^p), \text{ Гкал/ч}$$

Вентиляционная нагрузка ЦТП с учетом повышенной температуры внутреннего воздуха, Гкал/ч:

$$Q_{вент}^{\partial o} = Q_{вент}^p * (t_v^{\partial o} - t_n^p) / (t_v^p - t_n^p)$$

Расход тепловой энергии на отопление ЦТП, за отопительный период, до реконструкции, Гкал:

$$Q_{om}^{om.n \partial o} = Q_{om}^{\partial o} * (t_v^{\partial o} - t_n^{cp.om}) * z_{om} * 24 / (t_v^{\partial o} - t_n)$$

Расход тепловой энергии на вентиляцию ЦТП, за отопительный период, до реконструкции, Гкал:

$$Q_{вент}^{om.n \partial o} = Q_{вент}^{\partial o} * (t_v^{\partial o} - t_n^{cp.om}) * z_{om} * 24 / (t_v^{\partial o} - t_n)$$

По экспертным оценкам температура воздуха внутри ЦТП при изношенных теплоизоляционных конструкциях оборудования принимается равной $40 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Экономия тепловой энергии от применения современных теплоизоляционных конструкций при реконструкции ЦТП за отопительный период, Гкал:

$$Q_{эк}^{om.n} = (Q_{om}^{om.n \partial o} + Q_{вент}^{om.n \partial o}) - (Q_{om}^{om.n p} + Q_{вент}^{om.n p})$$

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные:

Наименование	Единица измерения	Обозначение	Значение
Объем ЦТП (принят минимальный)	м^3	$V_{цтп}$	500
Удельная отопительная характеристика ЦТП	$\text{ккал/ч} \cdot \text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$	$q_{цтп}^{от}$	1,05
Кратность воздухообмена	1/ч	K_p	3

Расчет теплопотребления ЦТП при расчетных условиях:

$$Q_{om}^p = q_{цтп}^{от} * V_{цтп} * (t_v^p - t_n^p) = 1,05 * 500 * (20 - (-)25) = 0,0236 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{вент}}^P = K_p * V_{\text{итп}} * \rho_v * c_v * (t_e^P - t_n^P) = 3 * 500 * 1,292 * 0,24 * (20 - (-)25) = 0,0209 \text{ Гкал/ч}$$

Расход тепловой энергии на отопление ЦТП, за отопительный период, Гкал:

$$Q_{\text{от}}^{\text{от.п}} = Q_{\text{от}}^P * (t_e^P - t_n^{\text{ср.от}}) * z_{\text{от}} * 24 / (t_e^P - t_n^P) = 0,0236 * (20 - (-)2,2) * 205 * 24 / (20 - (-)25) = 57,28 \text{ Гкал}$$

Расход тепловой энергии на вентиляцию ЦТП, за отопительный период, Гкал:

$$Q_{\text{вент}}^{\text{от.п}} = Q_{\text{вент}}^P * (t_e^P - t_n^{\text{ср.от}}) * z_{\text{от}} * 24 / (t_e^P - t_n^P) = 0,209 * (20 - (-)2,2) * 205 * 24 / (20 - (-)25) = 50,73 \text{ Гкал}$$

Расчет теплопотребления ЦТП до реконструкции:

Отопительная нагрузка ЦТП, с учетом повышенной температуры внутреннего воздуха:

$$Q_{\text{от}}^{\text{до}} = Q_{\text{от}}^P * (t_e^{\text{до}} - t_n^P) / (t_e^P - t_n^P) = 0,0236 * (40 - (-)25) / (20 - (-)25) = 0,0341, \text{ Гкал/ч}$$

Вентиляционная нагрузка ЦТП с учетом повышенной температуры внутреннего воздуха:

$$Q_{\text{вент}}^{\text{до}} = Q_{\text{вент}}^P * (t_e^{\text{до}} - t_n^P) / (t_e^P - t_n^P) = 0,0209 * (40 - (-)25) / (20 - (-)25) = 0,0299 \text{ Гкал/ч}$$

Расход тепловой энергии на отопление ЦТП, за отопительный период, до реконструкции:

$$Q_{\text{от}}^{\text{от.п до}} = Q_{\text{от}}^{\text{до}} * (t_e^{\text{до}} - t_n^{\text{ср.от}}) * z_{\text{от}} * 24 / (t_e^{\text{до}} - t_n) = 0,0341 * (40 - (-)2,2) * 205 * 24 / (40 - (-)2,2) = 167,78 \text{ Гкал}$$

Расход тепловой энергии на вентиляцию ЦТП, за отопительный период, до реконструкции:

$$Q_{\text{вент}}^{\text{от.п до}} = Q_{\text{вент}}^{\text{до}} * (t_e^{\text{до}} - t_n^{\text{ср.от}}) * z_{\text{от}} * 24 / (t_e^{\text{до}} - t_n) = 0,0299 * (40 - (-)2,2) * 205 * 24 / (40 - (-)2,2) = 147,108 \text{ Гкал}$$

Экономия тепловой энергии от применения современных теплоизоляционных конструкций при реконструкции ЦТП за отопительный период, Гкал:

$$Q_{\text{эк}}^{\text{от.п}} = (Q_{\text{от}}^{\text{от.п до}} + Q_{\text{вент}}^{\text{от.п до}}) - (Q_{\text{от}}^{\text{от.п}} + Q_{\text{вент}}^{\text{от.п}}) = (167,78 + 147,108) - (57,28 + 50,73) = 206,88 \text{ Гкал}$$

Экономический эффект от реализации мероприятия:

$$\Delta \text{Э} = \Delta Q * T_{\text{мэ}}, \text{ где:}$$

$T_{мэ} = 1\,167,99$ руб./ Гкал - тариф на тепловую энергию от котельных ПАО «Мосэнерго» на 1 полугодие 2020 года;

$$\Delta Э = 1\,167,99 * 206,88 = 241,634 \text{ тыс. руб.}$$

Целевые показатели мероприятия

Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды при ее передаче по магистральным тепловым сетям – 206,88 Гкал.

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	Гкал	206,88
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	29,584
Экономический эффект	тыс. руб.	241,634

Целевой показатель: «снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды» является основным целевым показателем энергосбережения для теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

2.2.5. Мероприятия: «Реализация работ по автоматизации центральных тепловых пунктов (ЦТП). Комплексная замена систем автоматического регулирования ЦТП»

Основной задачей проекта является автоматизация центральных тепловых пунктов (ЦТП). В ходе реализации указанного проекта планируется реализация мероприятий по оснащению тепловых пунктов системами автоматического регулирования, управления и контроля технологическими процессами распределения тепловой энергии, а именно:

оснащение систем горячего водоснабжения автоматическими регуляторами поддержания температур горячей воды в соответствии с санитарными нормами;

оснащение систем отопления регуляторами, обеспечивающими регулирование подачи тепловой энергии в отапливаемые помещения в зависимости от параметров наружного воздуха;

оснащение систем вентиляции регуляторами, обеспечивающими регулирование подачи тепловой энергии в зависимости от параметров наружного воздуха.

При эксплуатации ЦТП, не оборудованных системами автоматического управления процессом передачи (распределения) тепловой энергии, наблюдаются значительные отклонения параметров теплоносителя, подаваемого потребителям, от оптимальных. При этом не обеспечивается подача необходимого количества тепловой энергии в отапливаемые помещения зданий, в результате чего наблюдаются перерасход тепловой энергии («перетоп») или недодача тепла («недотоп»). В любом из случаев наблюдается неудовлетворительное качество теплоснабжения.

При перерасходе тепловой энергии, подаваемой в отапливаемые помещения, излишнее количество тепловой энергии выбрасывается в атмосферу путем открытия окон или форточек, что в свою очередь приводит к значительным потерям тепловой энергии.

При автоматизации процесса передачи тепловой энергии поддержание расчетных параметров воздуха внутри отапливаемых помещений происходит в автоматическом режиме в зависимости от параметров наружного воздуха.

Область применения

Организации сферы теплоснабжения.

Методика расчета эффективности мероприятия

Определение расчетной нагрузки на систему отопления присоединенных зданий, Гкал/ч:

$$Q_o^p = Q_{эд} * n_{эд}$$

Определение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения, °С:

$$\tau_1^{-2} = t_6^p + \Delta t_o^p * (Q_o^{-2})^{0,8} + (\delta \tau_o^p - 0,5 * \theta_o^p) * Q_o^{-2}$$

Определение температуры воды в обратном трубопроводе систем теплоснабжения и системы отопления, °С:

$$\tau_2^{-2} = \tau_{o2}^{-2} = \tau_1^{-2} - \delta \tau_o^p * Q_o^{-2}$$

Определение температуры воды на входе в систему отопления, °С:

$$\tau_{o3}^{-2} = (\tau_1^{-2} + \tau_{o2}^{-2} * u) / (u + 1)$$

Определение расхода воды через систему отопления, кг/ч:

$$G_o = Q_o^p * 10^6 / c_w * (\tau_{o3}^p - \tau_{o2}^p), \text{ где:}$$

$\Delta t_o^p = 0,5 * (\tau_{o3}^p + \tau_{o2}^p) - t_6^p = 0,5 * (95 + 70) - 20 = 62,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ - температурный напор отопительных приборов;

$Q_o^{-2} = (t_6^p - t_n) / (t_6^p - t_n^p) = (20 - (-2)) / (20 - (-25)) = 0,489$ - относительная тепловая нагрузка;

$\delta \tau_o^p = \tau_1^p - \tau_2^p = 120 - 70 = 50 \text{ } ^\circ\text{C}$ - температурный перепад системы теплоснабжения;

$\theta_o^p = \tau_{o3}^p - \tau_{o2}^p = 95 - 70 = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ - разность температур в отопительных приборах;

$u = (\tau_1^p - \tau_{o3}^p) / (\tau_{o3}^p - \tau_{o2}^p) = (120 - 95) / (95 - 70) = 1$ - коэффициент смешения элеваторов;

$c_w = 1 \text{ ккал/кг}\cdot^\circ\text{C}$ - теплоемкость воды.

На основании аналогичных расчетов, проводимых для различных температур наружного воздуха, температуры воды в подающем и обратном трубопроводах системы теплоснабжения, а также в подающем трубопроводе системы отопления, определяется зависимость температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, а также температуры на входе в отопительные приборы системы отопления от температуры наружного воздуха (рисунок 1).

Эффект от реализации мероприятий основан на следующем принципе:

при отсутствии системы автоматического регулирования температура воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения в зоне излома температурного графика остается неизменной и равной $70 \text{ } ^\circ\text{C}$, а при неизменном расходе воды через систему отопления наблюдается значительное повышение температуры воздуха внутри отапливаемых зданий

(«перетопы»). При внедрении системы автоматического регулирования зависимой системы отопления (САР ЗСО).

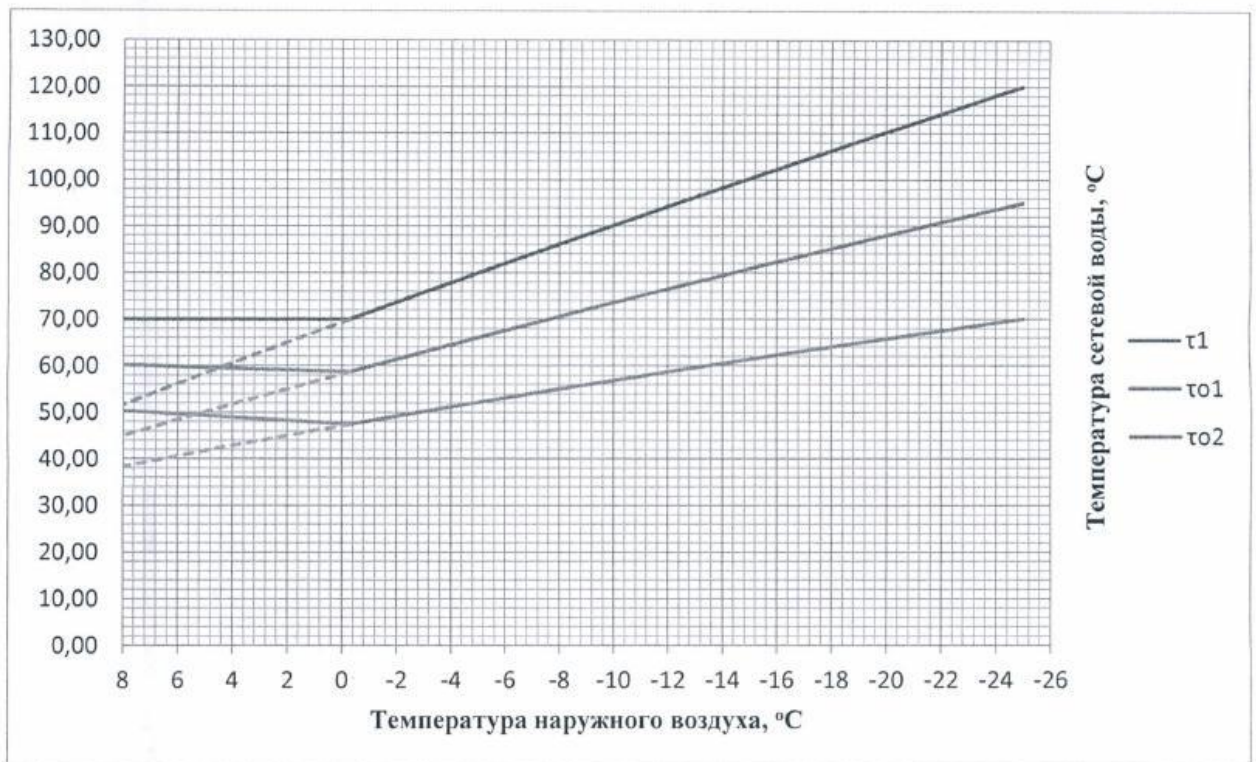


Рисунок 1.

Температура воды в подающем трубопроводе системы отопления в зоне излома температурного графика корректируется в соответствии с законом качественного регулирования. В результате температура воздуха внутри отапливаемых зданий остается равной расчетному значению.

Тепловая нагрузка системы отопления без САР ЗСО определяется по формуле:

$$Q_o^{\text{безСАР}} = G_o * c_e * (\tau_{o3}^{\text{из}^{(5)}} - \tau_{o2}^{\text{из}^{(5)}}) * 10^{-6}, \text{ Гкал/ч}$$

При внедрении САР ЗСО, Гкал/ч:

$$Q_o^{\text{САР}} = G_o * c_e * (\tau_{o3}^{\text{к}^{(5)}} - \tau_{o2}^{\text{к}^{(5)}}) * 10^{-6}$$

Разность нагрузок системы отопления без САР ЗСО и оснащенной САР ЗСО, Гкал/ч:

$$\Delta Q = Q_o^{\text{безСАР}} - Q_o^{\text{САР}}$$

Экономия тепловой энергии, Гкал/год:

$$Q_{\text{эк}}^{(5)} = \Delta Q * n^{(5)}, \text{ где:}$$

$\tau_{o3}^{\text{из}^{(5)}}$ - температура воды в подающем трубопроводе системы отопления в зоне излома (при $t_{\text{н}} = +5$ °C) температурного графика при отсутствии САР ЗСО;

$\tau_{o2}^{из(5)}$ - температура воды в обратном трубопроводе системы отопления в зоне излома (при $t_n = +5$ °С) температурного графика при отсутствии САР ЗСО;

$\tau_{o3}^{к(5)}$ - температура воды в подающем трубопроводе системы отопления в зоне излома температурного графика при наличии САР ЗСО;

$\tau_{o2}^{к(5)}$ - температура воды в обратном трубопроводе системы отопления в зоне излома температурного графика при наличии САР ЗСО.

Проводя аналогичный расчет для различных температур наружного воздуха, определяется годовая экономия тепловой энергии о реализации мероприятия (средневзвешенная величина).

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные:

Наименование	Ед. измерения	Обозначение	Значение
Тип зданий, присоединенных к ЦТП	-	-	П30-6/12
Количество присоединенных зданий	шт.	$n_{зд}$	7
Нагрузка на систему отопления одного здания	Гкал/ч	$Q_{зд}$	0,309
Температура воздуха внутри помещений	°С	t_b^p	20
Расчетная температура наружного воздуха	°С	t_n^p	-25
Температурный график источника теплоснабжения	-	τ_1^p/τ_2^p	120-70
Температурный график системы отопления	-	τ_{o3}^p/τ_{o2}^p	95-70
Тип системы отопления	-	-	зависимая

Определение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения, °С:

$$\tau_1^{-2} = t_b^p + \Delta t_o^p * (Q_o^{-2})^{0,8} + (\delta\tau_o^p - 0,5 * \theta_o^p) * Q_o^{-2} = 20 + 62,5 * 0,489 + (50 - 0,5 * 25) * 0,489 = 68,9 \text{ °С}$$

Определение температуры воды в обратном трубопроводе систем теплоснабжения и системы отопления:

$$\tau_2^{-2} = \tau_{o2}^{-2} = \tau_1^{-2} - \delta\tau_o^p * Q_o^{-2} = 68,9 - 50 * 0,489 = 44,45 \text{ °С}$$

Определение температуры воды на входе в систему отопления, °С:

$$\tau_{o3}^{-2} = (\tau_1^{-2} + \tau_{o2}^{-2} * u) / (u + 1) = (68,9 + 44,45 * 1) / (1 + 1) = 56,68 \text{ °С}$$

Определение расхода воды через систему отопления:

$$G_o = Q_o * 10^6 / c_e * (\tau_{o3}^p - \tau_{o2}^p) = 0,309 * 7 * 10^6 / 1 * (95 - 70) = 86 520 \text{ кг/ч,}$$

Тепловая нагрузка системы отопления без САР ЗСО, Гкал/ч:

$$Q_o^{безCAP} = G_o * c_v * (\tau_{o3}^{из(5)} - \tau_{o2}^{из(5)}) * 10^{-6} = 86\,520 * 1 * (61,665 - 47,78) * 10^{-6} = 1,2 \text{ Гкал/ч}$$

Определение тепловой нагрузки системы отопления при внедрении CAP ЗСО, Гкал/ч:

$$Q_o^{CAP} = G_o * c_v * (\tau_{o3}^{к(5)} - \tau_{o2}^{к(5)}) * 10^{-6} = 86\,520 * 1 * (56,68 - 44,45) * 10^{-6} = 1,058 \text{ Гкал/ч}$$

Определение разности нагрузок системы отопления без CAP ЗСО и оснащенной CAP ЗСО:

$$\Delta Q = Q_o^{безCAP} - Q_o^{CAP} = 1,2 - 1,058 = 0,142 \text{ Гкал/ч}$$

Определение экономии тепловой энергии, Гкал/год:

$$Q_{эк}^{(5)} = \Delta Q * n^{(5)} = 0,142 * 500 = 71 \text{ Гкал, где:}$$

$n^{(5)}$ – количество часов в отопительный период с температурой наружного воздуха $+5^\circ\text{C}$.

Аналогичный расчет должен быть проведен для различных температур наружного воздуха в отопительный период.

Согласно экспертным расчетам показателей экономии при различных температурах в качестве расчетной величины экономии тепловой энергии от автоматизации одного ЦТП принимается годовая в размере 500 Гкал/год на один ЦТП: $Q_{эк}^{cp} = 500 \text{ Гкал/ЦТП}$.

Экономический эффект от реализации мероприятия:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q * T_{мэ}, \text{ где:}$$

$T_{мэ} = 1\,167,99 \text{ руб./Гкал}$ - тариф на тепловую энергию от котельных ПАО «Мосэнерго» на 1 полугодие 2020 года;

$$\Delta \mathcal{E} = 1\,167,99 * 500 = 583,995 \text{ тыс. руб.}$$

Целевые показатели мероприятия

Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды (расчет на 1 ЦТП) – 500 Гкал.

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на ПН и ХН	Гкал	500
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	71,5
Экономический эффект	тыс. руб.	583,995

2.2.6. Мероприятие: «Замена узлов учета тепловой энергии на центральных тепловых пунктах (ЦТП)»

Реализация проекта по замене узлов учета тепловой энергии на центральных тепловых пунктах (ЦТП) позволяет:

- получать достоверную информацию о количестве переданной тепловой энергии, и разрабатывать целевые энергосберегающие проекты по экономии тепловой энергии у конечных потребителей и теплоснабжающей организации;
- автоматизировать учет транспортируемой тепловой энергии с возможностью дистанционной передачи показаний приборов учета тепловой энергии на расстояние для проведения анализа и расчетов.

Реализуется, как правило, одновременно с другими проектами: реконструкция разводящих тепловых сетей с использованием современных технологий, реконструкция ЦТП, автоматизация ЦТП.

Область применения

Ресурсоснабжающие организации, осуществляющие деятельность в сфере теплоснабжения.

Методика расчета эффективности мероприятия

Основной задачей проекта является замена узлов учета тепловой энергии на центральных тепловых пунктах (ЦТП). Замена узлов учета на ЦТП проводится по окончании срока службы приборов учета, не отвечающих требованиям правил учета тепловой энергии и теплоносителя. При замене устаревших приборов обеспечивается:

- учет тепловой энергии и теплоносителя в соответствии с требованиями действующих правил;
- расширение диапазона измерения тепловой энергии и увеличение времени работы приборов учета;
- повышение точности анализа и расчетов на основе показаний приборов учета.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Указано в разделе 2.5.

Целевые показатели мероприятия

Получение достоверной информации о количестве транспортируемой тепловой энергии, с сопутствующим экономическим эффектом в рамках обеспечения расчетов за потребленную тепловую энергию между потребителем и поставщиком.

2.2.7. Мероприятия: «Замена горелочных устройств» и «Автоматика горения»

Описание мероприятия «Замена горелочных устройств»

Существует возможность произвести замену горелок, установленных на котлах в настоящее время, на более современные, использующие струйно-нишевую технологию сжигания топлива. Установка этих горелочных устройств позволит более качественно подготавливать топливную смесь (природный газ-воздух), а также позволит расширить диапазон регулирования котлоагрегатов.

Важной особенностью струйно-нишевых горелок является способность поддерживать устойчивость пламени при любом давлении газа.

Достоинствами данного мероприятия являются также:

- снижение удельных затрат природного газа от 5 % до 10 % за счет оптимизации топочного процесса, снижения потерь тепла и повышения КПД;
- снижение удельных затрат электроэнергии на привод тягодутьевых средств до 20 % — за счет низкого аэродинамического сопротивления горелочного устройства;
- снижение уровня выбросов токсичных веществ NO_x; CO — за счет повышения качества сгорания и снижения потребления газа;
- работа в широком диапазоне давления газа в (низкое до 500 мм.в.ст, среднее до 2500 мм.в.ст.);
- высокая равномерность распределения температурного поля в топочном пространстве;
- снижение звукового давления (уровня шума) до 75 - 79 Дб.

Описание мероприятия «Автоматизация горения»

Использование на котлоагрегатах ручной регулировки режимов горения вызывает перерасход топливного газа за счёт неоптимального соотношения «газ-воздух».

Установка автоматизированной запорной арматуры на газопроводе и установка ЧРП на дутьевом вентиляторе и дымососе позволит осуществлять:

- автоматическую подготовку котлоагрегата к розжигу;
- автоматический розжиг горелок котла с переходом в режим минимальной мощности;
- управление нагрузкой и оптимизация соотношения топливо-воздух каждой из горелок котла;
- управление тепловым режимом котла;
- регулирование температуры сетевой воды на выходе из котельной в зависимости от температуры наружного воздуха;

- защита, сигнализация и блокировка работы котла при неисправностях;
- управление с операторских станций технологическим оборудованием (дымосос, вентиляторы, задвижки);
- обеспечение оперативно-технологического персонала информацией о параметрах теплового режима и состоянии технологического оборудования;
- регистрация в режиме реального времени параметров технологического процесса и действий оперативного персонала;
- протоколирование и архивирование информации;
- представление архивной информации и результатов расчетов.

Область применения

Газовые котельные.

Методика расчёта эффективности мероприятия

Экономия топлива (природного газа) достигается за счет повышения эффективности его сгорания, и, как следствие, сокращения потребления топлива на выработку необходимого количества тепловой энергии. Опыт внедрения мероприятий по замене горелок на устройства со струйно-нишевой технологией сжигания позволяет получить экономию от 3 % до 6 %.

Экономия природного газа при замене горелок составит, тыс. м³:

$$\Delta B_{\Gamma} = \kappa_{\Gamma} * B, \text{ где:}$$

B [тыс. м³] - годовое потребление топлива на выработку тепловой энергии;

κ_{Γ} - коэффициент экономии топлива при внедрении данного мероприятия.

Автоматизация процесса горения, исходя из анализа результатов внедрения мероприятия, позволяет сократить потребление топлива на 4 – 10 %, уменьшить себестоимости тепловой энергии, повысить безопасности процесса выработки тепловой энергии, уменьшить число аварийных остановов котлов на 80 % и снизить затраты на капитальный ремонт на 15 %.

Экономия топлива при внедрении системы автоматизации:

$$\Delta B_{\text{А}} = \kappa_{\text{А}} * B, \text{ где:}$$

$\kappa_{\text{А}}$ - коэффициент экономии топлива при внедрении данного мероприятия.

Годовая экономия в денежном выражении, тыс. руб.:

$$\Delta \mathcal{E} = (\Delta B_{\Gamma} + \Delta B_{\text{А}}) * T_{\text{в}}, \text{ где:}$$

T_B [руб./м³] - стоимость природного газа.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости:

Исходные данные:

Годовое потребление газового топлива котельной – 3 457 тыс. м³.

Объем выработанной тепловой энергии за год – 26 516,7 Гкал.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период составляет $t_{ср.нар} = - 3,9^{\circ}C$.

Длительность отопительного периода $n = 219$.

Тариф на газовое топливо $T = 3,78$ руб./м³.

Количество котлов - 3 шт.

Необходимо произвести расчет эффективности мероприятия в натуральном и денежном выражении для котельной с годовым потреблением газа на выработку тепловой энергии $B = 3 457$ тыс. м³.

Экономия топлива при замене горелок на струйно-нишевые с учетом коэффициента снижения потребления топлива $\kappa_G = 3\%$ составит, тыс. м³:

$$\Delta B_G = \kappa_G * B = 0,03 * 3 457 = 103,71$$

Расчетная экономия природного газа при внедрении системы автоматизации горения при $\kappa_A = 4\%$, тыс. м³:

$$\Delta B_A = \kappa_A * B = 0,04 * 3 457 = 138,28$$

Годовая экономия в денежном выражении, тыс. руб.:

$$\Delta \mathcal{E} = (\Delta B_G + \Delta B_A) * T_B = (103,71 + 138,28) * 3,78 = 914,72$$

При реализации мероприятий «Замена горелочных устройств» и «Автоматизация горения» для газовой котельной за отопительный период достигается экономия в размере 914,72 тыс. руб.

Объем инвестиций в данные мероприятия, исходя из необходимости переоборудования трех котлоагрегатов, составит, тыс. руб.:

$$Inv = N * (C_G + C_A), \text{ где:}$$

N [шт.] - количество котлов;

C_G [тыс. руб.] - капитальные вложения в мероприятие «Замена горелочных устройств», включающие закупку оборудования, демонтаж старых горелок, установку и пусконаладку новых;

C_A [тыс. руб.] - капитальные затраты мероприятия «Автоматизация горения», включающие проект системы автоматизации, стоимость оборудования, его монтаж и наладку.

Объем инвестиций на реализацию мероприятий составит:

$$Inv = N * (C_r + C_d) = 3 * (956 + 184) = 3\,420 \text{ тыс. руб.}$$

Простой срок окупаемости комплекса из двух мероприятий, лет:

$$DP = Inv / \Delta \mathcal{E} = 3\,420 / 914,72 = 3,74.$$

Срок окупаемости составляет 4 года.

Целевые показатели совокупности мероприятий

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	тыс. м ³	241,99
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	279,256
Экономический эффект	тыс. руб.	914,72

2.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

2.3.1. Мероприятие: «Уплотнение топок и газоходов энергетических котлов»

Недостаточная плотность котла является одной из главных причин его низкой надежности и экономичности.

Мероприятия по поддержанию присосов в топку котлов производятся в основном в рамках проведения капитальных ремонтов с целью приведения их к нормативным значениям. Согласно статистическим расчетным данным, увеличение присосов в топку котла на 20 % снижает КПД котла примерно на 0,5 %.

Область применения

Теплоснабжающие организации, электростанции, котельные.

Методика расчета эффективности мероприятия

Резерв экономии топлива $\Delta B(\Delta\alpha_{pyx})$ вследствие отклонения фактических присосов воздуха $\Delta\alpha_{pyx}$ от их номинального значения $\Delta\alpha_{pyxH}$ определяется по формуле (Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. РД 34.08.552-95):

$$\Delta B(\Delta\alpha_{pyx}) = B^*(q_2(\Delta\alpha_{pyx})/\eta_k^{бр(н)}, \text{ где:}$$

B - расход условного топлива рассматриваемым котлом, т.у.т;

$\eta_k^{бр(н)}$ - номинальное значение КПД брутто котлов по обратному балансу при средней за рассматриваемый период нагрузке, %;

$q_2(\Delta\alpha_{pyx})$ - увеличение потери тепла с уходящими газами, вызванное фактическими присосов воздуха от номинальных значений, %.

Значение $q_2(\Delta\alpha_{pyx})$, %, определяется по формуле:

$$\Delta q_{2(\Delta\alpha_{pyx})} = q_2^{(н)} \left\{ \frac{\left[k(\alpha_p^{(н)} + \Delta\alpha_{pyx} 10^{-2}) + c \right] \cdot \left[t_{yx}^{(н)} - \frac{(\alpha_p^{(н)} + \Delta\alpha_{pyx} 10^{-2}) t_{xa}}{\alpha_p^{(н)} + \Delta\alpha_{pyx} 10^{-2} + \nu} \right]}{(k\alpha_{yx}^{(н)} + c) \left(t_{yx}^{(н)} - \frac{\alpha_{yx}^{(н)} t_{xa}}{\alpha_{yx}^{(н)} + \nu} \right)} - 1 \right\}, \text{ где:}$$

$q_2^{(н)}$ (%) – номинальное значение потери тепла с уходящими газами – согласно НТД по топливоиспользованию группы 90 кгс/см²;

$\alpha_p^{н}$ – номинальное значение коэффициента избытка воздуха в

режимном сечении - согласно НТД по топливоиспользованию группы 90 кгс/см²;

где k , c и v – определяется по таблице 2 Методических указаний по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. РД 34.08.552-95 (для природного газа: $k = 3,53$, $c = 0,60$, $v = 0,18$);

$t_{хв}$, t_{yx} – температуры холодного воздуха и уходящих газов соответственно, °С;

α_{yx}^H - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах в сечении измерения их температуры – согласно НТД по топливоиспользованию группы 90 кгс/см².

Пример расчета:

Исходные данные:

Фактические показатели котла:

Наименование	Ед. изм.	2020
Расход условного топлива	Тут	12069
Фактические присосы воздуха	-	0,144
Температура уходящих газов	°С	154
Температура холодного воздуха	°С	27,2
Нормативный КПД брутто	%	92,5
Средняя тепловая нагрузка	Гкал/ч	70,9

Снижение потери тепла с уходящими газами, вызванное отклонением фактических присосов воздуха от номинальных значений:

$$q_2(\Delta\alpha_{yx}) = 6,53 * (((3,53 * (1,11+0,144)+0,6) * (154-((1,11+0,144) * 27,2) / (1,11+0,144+0,18))) / ((3,53*1,25+0,6) * (154-(1,25*27,2) / (1,25+0,18)))) - 1))) = 0,01791 \%$$

Экономический эффект при доведении присосов воздуха на энергетическом котле до нормативных величин:

$$\Delta B(\Delta\alpha_{yx}) = B * (q_2(\Delta\alpha_{yx}) / \eta_k^{бр(н)} = 12069 * 0,01791 / 92,5 = 2,3 \text{ т у.т.}$$

Экономия тепловой энергии при реализации мероприятия составит:

$$\Delta Q = 2,3 / 0,143 = 16,084 \text{ Гкал}$$

Годовая экономия в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta Q_{\Sigma} * T_{мэ} = 16,084 * 1\,019,86 = 16,4 \text{ тыс. руб.}, \text{ где}$$

$T_{мэ} = 1\,019,86 \text{ руб./Гкал}$ - тариф на тепловую энергию от ТЭЦ ПАО «Мосэнерго».

Объем инвестиций в данное мероприятие и срок его окупаемости, как правило, определяется по совокупности мероприятий, проводимых при капитальном ремонте энергетического оборудования электрической станции или ее реконструкции в рамках реализации инвестиционной программы.

Целевые показатели совокупности мероприятий

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	Гкал	8,042
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	1,15
Экономический эффект	тыс. руб.	8,2

Расчетный годовой объем экономии показывает эффект от ремонта (реконструкции) основного энергетического оборудования электрической станции как наилучшие показатели работы оборудования после ремонта (реконструкции) по отношению к наихудшим фактическим показателям работы до выполнения мероприятия. Учитывая непрерывное ухудшение показателей работы оборудования в течение года или в межремонтный интервал до следующего ремонта (реконструкции), в качестве годового объема экономии принимается половина расчетной величины экономии.

Эффект от мероприятия принимается в течение года с момента его выполнения.

2.3.2. Мероприятие: «Чистка трубного пространства конденсатора паровой турбины»

Мероприятие выполняется для снижения фактического температурного напора в конденсаторе турбоагрегата до номинального значения. Результатом реализации мероприятия является увеличение мощности турбоагрегата и соответствующий рост дополнительной выработки электроэнергии за счет увеличения вакуума в конденсаторе.

Согласно статистическим результатам реализации данного мероприятия чистка трубного пространства позволяет снизить фактический температурный напор в конденсаторе на $0,1$ °С.

Область применения

Электрические станции.

Методика расчета эффективности мероприятия

Резерв экономии топлива $\Delta B_{(P_2)}$ вследствие отклонения фактического давления пара в конденсаторе турбоагрегата от номинального значения (из-за недостаточного количества охлаждающей воды и повышенного температурного напора) рассчитывается по формуле:

$$\Delta B_{(P_2)} = \frac{\Delta Q_{\varepsilon(P_2)}^{ma} \tau_{раб}^m}{\eta_{\kappa}^{n_2} \eta_{mn}^{n_2} Q_{yt}} 10^4, \text{ где:}$$

$\tau_{раб}^m$ - время работы турбоагрегата в генераторном режиме с выработкой активной мощности (с момента включения генератора в сеть до его отключения);

$\Delta Q_{\varepsilon(P_2)}^{ma}$ - поправка на отклонение давления отработавшего пара конденсационного или теплофикационного турбоагрегата, Гкал/ч (ГДж/ч);

$$\Delta Q_{\varepsilon(P_2)}^{ma} = \Delta Q_{\kappa n}^{ma} = \Delta q_{\kappa n 1}^{ma} \Delta N_{P_2} + (\Delta q_{\kappa n 2}^{ma} - \Delta q_{\kappa n 1}^{ma}) \Delta N_{P_2};$$

ΔN_{P_2} - изменение мощности, соответствующее отклонению давления в конденсаторе от номинального, МВт;

$\Delta q_{\kappa n 1}^{ma}$, $\Delta q_{\kappa n 2}^{ma}$ - первый и второй относительные приросты тепла на производство мощности брутто по конденсационному циклу турбоагрегата, Гкал/(МВт·ч) [ГДж/(МВт·ч)].

При средней мощности турбоагрегата, большей той, при которой происходит излом характеристики, т.е. соответствующей второму

относительному приросту, следует учитывать оба слагаемых формулы, а при меньшей – только первое слагаемое.

Значения относительного прироста определяются по энергетическим характеристикам. Изменение мощности ΔN_{P_2} определяется по сетке поправок на вакуум.

Указывается средняя температура охлаждающей воды ($^{\circ}\text{C}$) на входе в конденсатор t_1 и выходе из него t_2 .

Температурный напор δt в конденсаторе турбоагрегата ($^{\circ}\text{C}$) определяется по формуле:

$$\delta t = t_k - t_2, \text{ где:}$$

t_k - температура насыщения пара при фактическом давлении в конденсаторе, $^{\circ}\text{C}$;

t_2 - температура охлаждающей воды после конденсатора, $^{\circ}\text{C}$.

Номинальное значение температурного напора $\delta t^{(H)}$ в конденсаторе турбоагрегата ($^{\circ}\text{C}$) определяется по его характеристике.

Резерв экономии топлива $\Delta B_{(\delta t)}$ вследствие отклонения фактического температурного напора в конденсаторе турбоагрегата от номинального значения определяется согласно вышеуказанным рекомендациям и учитывает изменение давления в конденсаторе $P_2 = f(\Delta t_2'')$, обусловленное повышением температуры насыщения в нем на значение $\Delta t_2'' = \delta t - \delta t^{(H)}$.

Указывается средневзвешенное значение температур питательной воды за ПВД (после обвода) и в линии холодного питания, $t_{пв}$ ($^{\circ}\text{C}$).

Номинальное значение температуры питательной воды (за ПВД) $t_{пв}^{(H)}$ определяется по энергетическим характеристикам турбоагрегатов.

Пример расчета

Исходные данные:

Планируется чистка трубного пространства конденсатора паровой турбины типа Т-250-300-240 для снижения температурного напора в конденсаторе на $0,1^{\circ}\text{C}$.

№	Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	Среднее
1	Выработка электрической энергии	тыс. кВтч	1 257 801	888 285	1 005 641	1 050 542
2	Температура ЦВ вход	$^{\circ}\text{C}$	17,8	17,6	18,7	17,6
3	Температура ЦВ выход	$^{\circ}\text{C}$	23,0	22,2	22,8	21,6
4	Температурный напор	$^{\circ}\text{C}$	6,8	7,0	7,5	7,1
5	Время работы ТГ	час	5 528,5	3 865	4 481	4 625

6	Уд. расход усл. топлива на отпуск электроэнергии (конденсационные)	г/кВтч	391	404	404	400
---	--	--------	-----	-----	-----	-----

Увеличение вакуума в конденсаторе - $\Delta V = 0,033 \%$.

Увеличение электрической мощности $\Delta N = 1\,830 * 0,033 = 60,4$ кВт.

Фактические показатели работы паровой турбины.

Поправка к мощности на давление отработавшего пара в конденсаторе турбины Т-250-300-240 составляет 1 830 кВт на $0,01$ кгс/см² (НТД оч. 240 ата).

Дополнительная выработка электроэнергии за счет увеличения вакуума в конденсаторе:

$$\Delta \mathcal{E} = 60,4 * 4\,626 / 100000 = 0,279 \text{ кВтч.}$$

Экономический эффект:

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} * b_{\Sigma} * (100 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) / 100 = 0,279 * 400 * (100 - 8,38) / 100 = 100 \text{ т у.т. (813,01 кВтч), где:}$$

b_{Σ} – фактический удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии (конденсационный).

Годовая экономия в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta Q_{\Sigma} * T_{\Sigma} = 813 * 2,500 = 2,0325 \text{ тыс. руб., где:}$$

$T_{\Sigma} = 2,5 \text{ руб./кВтч}$ – стоимость электрической энергии на ОРЭМ энергию.

Объем инвестиций в данное мероприятие и срок его окупаемости, как правило, определяется по совокупности мероприятий, проводимых при капитальном ремонте энергетического оборудования электрической станции или ее реконструкции в рамках реализации инвестиционной программы.

Целевые показатели совокупности мероприятий

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС	кВтч	406,5
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	50
Экономический эффект	тыс. руб.	1,0163

Расчетный годовой объем экономии показывает эффект от ремонта (реконструкции) основного энергетического оборудования электрической станции как наилучшие показатели работы оборудования после ремонта (реконструкции) по отношению к наихудшим фактическим показателям работы до выполнения мероприятия. Учитывая непрерывное ухудшение

показателей работы оборудования в течение года или в межремонтный интервал до следующего ремонта (реконструкции), в качестве годового объема экономии принимается половина расчетной величины экономии.

2.3.3. Мероприятие: «Приведение зазоров в проточной части турбоагрегата к нормативным значениям»

Результатом реализации мероприятия является увеличение выработки электрической энергии турбоагрегатом за счет повышения относительного лопаточного КПД ступеней турбины.

Согласно статистическим результатам реализации данного мероприятия, доведение фактических зазоров проточной части турбоагрегата до нормативных величин позволяет повысить относительный лопаточный КПД ступеней турбины на 0,05 - 0,1 %.

Область применения

Электрические станции.

Методика расчета эффективности мероприятия

Методика расчета эффективности основан на прямо пропорциональной зависимости выработки электрической энергии турбоагрегатом от его КПД (расчет количества электроэнергии, выработанного по производственному или теплофикационному циклам, определен Методическими указаниями по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. (РД 34.08.552-95))

Пример расчета

Исходные данные:

Планируется проведение обследования проточной части паровой турбины типа Т-110/120-130 с замером фактических зазоров и доведение их до нормативных величин:

Наименование	Ед.изм.	2018	2019	2020	Среднее
Выработка электрической энергии	тыс. кВтч	580 618	545 700	600 450	575 589

Увеличение выработки электроэнергии турбоагрегатом:

$$\Delta \mathcal{E} = 575\,589 * 0,00053 / 1000 = 0,305 \text{ млн. кВтч.}$$

Экономический эффект:

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} * b_{\mathcal{E}} * (100 - \mathcal{E}_{\text{сн}}) / 100 = 0,305 * 204,3 * (100 - 11,11) / 100 = 55,3 \text{ т у.т. (450,315 кВтч), где:}$$

$b_{\mathcal{E}}$ – фактический удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии;

$\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды (факт за 2020 год по оч.130 ата).

Годовая экономия в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta Q_{\Sigma} * T_{\text{эз}} = 450,315 * 2,500 = 1,126 \text{ тыс. руб.}, \text{ где:}$$

$T_{\text{эз}} = 2,5 \text{ руб./кВтч}$ – стоимость электрической энергии на ОРЭМ энергию.

Объем инвестиций в данное мероприятие и срок его окупаемости, как правило, определяется по совокупности мероприятий, проводимых при капитальном ремонте энергетического оборудования электрической станции или ее реконструкции в рамках реализации инвестиционной программы.

Целевые показатели мероприятия

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды ТЭС	кВтч	225,158
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	27,65
Экономический эффект	тыс. руб.	0,563

Расчетный годовой объем экономии показывает эффект от ремонта (реконструкции) основного энергетического оборудования электрической станции как наилучшие показатели работы оборудования после ремонта (реконструкции) по отношению к наихудшим фактическим показателям работы до выполнения мероприятия. Учитывая непрерывное ухудшение показателей работы оборудования в течение года или в межремонтный интервал до следующего ремонта (реконструкции), в качестве годового объема экономии принимается половина расчетной величины экономии.

Эффект от мероприятия принимается в течение года с момента его выполнения.

2.3.4. Мероприятие: «Чистка сетевых подогревателей турбоагрегата»

Результатом реализации мероприятия является увеличение выработки электрической энергии турбоагрегатом на тепловом потреблении за счет дополнительного отпуска тепловой энергии из отборов турбины вследствие приведения температурного напора в сетевых подогревателях (ПСГ) до нормативных значений.

Область применения

Электрические станции.

Методика расчета эффективности мероприятия

Экономия топлива:

$$\Delta B = \Delta b_{\varepsilon} * \mathcal{E}_{отп} * 10^{-3}, \text{ т у.т./год, где:}$$

$\mathcal{E}_{отп}$ – отпуск электрической энергии с шин станции в отчетном периоде, кВтч;

Δb_{ε} – изменение удельных расходов топлива на отпущенную электрическую энергию, г/кВтч.

$$\Delta b_{\varepsilon} = \Delta \mathcal{E}_{тф} * (b_{эки} - b_{этф}) * 10^{-2}, \text{ где:}$$

$b_{эки}$ – удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию (УРУТ) в конденсационном режиме в отчетном периоде;

$b_{этф}$ – удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию (УРУТ) в режиме теплофикации в отчетном периоде;

$\Delta \mathcal{E}_{тф}$ – прирост выработки электрической энергии, %.

$$\Delta \mathcal{E}_{тф} = \Delta \mathcal{E}_{тф} / \mathcal{E}_{\varepsilon} * 10^2$$

$\mathcal{E}_{\varepsilon}$ – выработка электроэнергии ТГ за отчетный период;

$\Delta \mathcal{E}_{тф}$ – дополнительная выработка электрической энергии на тепловом потреблении составит, тыс. кВтч.

$$\Delta \mathcal{E}_{тф} = \Delta Q_{отп} * \Delta W_{тф}$$

где $\Delta W_{тф}$ – удельная выработка электрической энергии по теплофикационному циклу ТГ за отчетный период, кВтч/Гкал;

$\Delta Q_{отп}$ – дополнительный отпуск тепловой энергии из отборов ТГ в отопительный период после доведения температурных напоров ПСГ до нормы, Гкал/год.

$$\Delta Q_{отп} = G_{св} * I^0 C * 10^{-3}, \text{ где:}$$

$G_{св}$ – расход сетевой воды через ПСГ ТГ за отчетный период;

$dt_{факт}$ – температурный напор в ПГС определяется по результатам замеров, $^{\circ}\text{C}$.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные:

Планируется выполнить чистку сетевых подогревателей ПГС – 1 и ПГС-2 ТГ-1 во время капитального ремонта.

По результатам замеров, температурный напор в ПГС – 1 и ПГС-2 ТГ-1 превышает норму на 1°C :

$$\text{ПГС-1} - dt_{\text{факт}} = 4^{\circ}\text{C}; dt_{\text{норма}} = 3^{\circ}\text{C};$$

$$\text{ПГС-2} - dt_{\text{факт}} = 7^{\circ}\text{C}; dt_{\text{норма}} = 6^{\circ}\text{C};$$

Расход сетевой воды через ПСГ ТГ-1 за отчетный период - 5 500 325;

Удельная выработка электрической энергии по теплофикационному циклу ТГ-1 за отчетный период – 573,5 кВтч/Гкал;

Выработка электроэнергии ТГ-1 за отчетный период - 1 225 410 тыс. кВтч;

Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию (УРУТ) в конденсационном режиме в отчетном периоде - 442,5 г/кВтч;

Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию (УРУТ) в режиме теплофикации в отчетном периоде - 153,2 г/кВтч.

Расчет:

Дополнительный отпуск тепловой энергии из отборов ТГ-1 в отопительный период после доведения температурных напоров ПСГ до нормы составит:

$$\Delta Q_{\text{отп}} = G_{\text{св}} * 1^{\circ}\text{C} * 10^{-3} = 5\,500\,325 * 1 * 10^{-3} = 5\,500,3 \text{ Гкал/год, где:}$$

$G_{\text{св}}$ – расход сетевой воды через ПСГ ТГ-1 за отчетный период.

Дополнительная выработка электрической энергии на тепловом потреблении составит:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тф}} = \Delta Q_{\text{отп}} * \Delta W_{\text{тф}} = 5\,500,3 * 573,5 = 3\,154,4 \text{ тыс. кВтч, где:}$$

$\Delta W_{\text{тф}}$ – удельная выработка электрической энергии по теплофикационному циклу ТГ-1 за отчетный период, кВтч/Гкал.

Прирост выработки электрической энергии, %:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тф}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{тф}} / \mathcal{E}_{\text{в}} * 10^2 = 3\,154,4 / 1\,225\,410 * 10^2 = 0,254 \%, \text{ где:}$$

$\mathcal{E}_{\text{в}}$ – выработка электроэнергии ТГ-1 за отчетный период.

Изменение удельных расходов топлива на отпущенную электрическую энергию составит:

$$\Delta b_{\text{э}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{тф}} * (b_{\text{эки}} - b_{\text{этф}}) * 10^{-2} = 0,254 * (442,5 - 153,2) * 10^{-2} = 0,735 \text{ г/кВтч, где:}$$

$b_{эки}$ - удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию (УРУТ) в конденсационном режиме в отчетном периоде;

$b_{эф}$ - удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию (УРУТ) в режиме теплофикации в отчетном периоде.

Экономия топлива:

$$\Delta B = \Delta b_э * \mathcal{E}_{отп} * 10^{-3} = 0,735 * 1\,415\,502 * 10^{-3} = 1\,040,4 \text{ т у.т./год (8,46 тыс. кВтч)}$$

$\mathcal{E}_{отп}$ - отпуск электрической энергии с шин станции в отчетном периоде.

В пересчете на электрическую энергию экономия:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta B / 0,123 = 1\,040,4 / 0,123 = 8\,458,5 \text{ кВтч}$$

Годовой экономический эффект в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta Q_{\Sigma} * T_{ээ} = 8\,458,5 * 2,5 = 21,146 \text{ тыс. руб., где:}$$

$$T_{ээ} = 2,5 \text{ руб./кВтч} - \text{стоимость электрической энергии на ОРЭМ.}$$

Объем инвестиций в данное мероприятие и срок его окупаемости, как правило, определяется по совокупности мероприятий, проводимых при капитальном ремонте энергетического оборудования электрической станции или ее реконструкции в рамках реализации инвестиционной программы.

Целевые показатели мероприятия

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды ТЭС	кВтч	4 229,25
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	520,2
Экономический эффект	тыс. руб.	10,573

Расчетный годовой объем экономии показывает эффект от ремонта (реконструкции) основного энергетического оборудования электрической станции как наилучшие показатели работы оборудования после ремонта (реконструкции) по отношению к наихудшим фактическим показателям работы до выполнения мероприятия. Учитывая непрерывное ухудшение показателей работы оборудования в течение года или в межремонтный интервал до следующего ремонта (реконструкции), в качестве годового объема экономии принимается половина расчетной величины экономии.

Эффект от мероприятия принимается в течение года с момента его выполнения.

2.3.5. Мероприятие: «Замена набивки и уплотнений регенеративного (рекуперативного) воздухоподогревателя (РВП) энергетического котла»

Для повышения КПД котла необходимо свести к минимуму потерю тепла с уходящим газами, для этого применяется подогрев воздуха в воздухоподогревателях. В современных котлах высокого давления воздухоподогреватели используют большую часть тепла уходящих газов, что повышает общий КПД котлоагрегата примерно на 10 % и уменьшает зависимость КПД от нагрузки.

РВП имеет следующие достоинства: компактность, малая металлоемкость, не высокое сопротивление, дешевизна, меньшая трудоемкость при ремонтах.

Недостатки РВП: наличие вращающихся элементов и системы водяного охлаждения редуктора и подшипника, сложность уплотнения при разделении потоков, повышенный переток воздуха в газовый поток (более 10 %),

что приводит к потере тепла с уходящими газами, невозможность высокого подогрева воздуха (350 – 380 °С) из-за коробления гофрированной набивки. При эксплуатации РВП, особенно при сжигании топлива с высоким содержанием серы остро встает вопрос коррозии набивки. Наибольшей коррозии подвергается та часть набивки, которая расположена, в зоне низких температур, там, где входит холодный воздух и уходят дымовые газы. Эта набивка выполнена съемной для возможности ее замены, а зона ее установки, носит условное название «холодной» части РВП.

Реализация мероприятия направлена на повышение КПД энергетического котла за счет снижения присосов в РВП и, как следствие, снижения температуры уходящих дымовых газов и потерь тепла с уходящими газами.

Область применения

Электрические станции.

Методика расчета эффективности мероприятия

Основой для расчета эффективности мероприятия является расчет потерь тепла с уходящими газами q_2 (%), которая определяется по формуле:

$$q_2 = \left(k\alpha_{yx} + c \right) \left(t_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} + \epsilon} t_{xg} \right) (0,9805 + 0,00013t_{yx}) (1 - 0,01q_4) K_Q 10^{-2} + \Delta q_{2zt},$$

где k , c и ϵ – определяется по таблице 2 Методических указаний по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. РД 34.08.552-95

(для природного газа: $\kappa=3,53$, $\varsigma=0,60$, $\nu=0,18$);

$t_{хв}$, t_{yx} – температура холодного воздуха и уходящих газов соответственно, °С;

α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах за последней поверхностью нагрева;

q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания, %;

K_Q – поправочный коэффициент, учитывающий дополнительно внесенное в топку котла тепло с паром и водой, с подогретыми топливом и воздухом:

$$K_Q = \frac{BQ_{ym}}{BQ_{ym} + Q_{вн}}, \text{ где:}$$

B – количество топлива в условном исчислении, сожженного котлами, т;

Q_{ym} – теплота сгорания условного топлива, равная 7 Гкал/т (29,31 ГДж/т);

$Q_{вн}$ – количество тепла, Гкал (ГДж), дополнительно (сверх химического тепла топлива) внесенного в топку и включающее в себя: тепло, полученное воздухом при его предварительной подогреве в калориферах;

$\Delta q_{23л}$ – дополнительные потери тепла с физическим теплом уноса, %.

$$\Delta q_{23л} = \frac{0,2a_{yn}A^pK_{np}t_{yx}}{Q_n^p}, \text{ где:}$$

A^p , Q_n^p – зольность (%) и теплота сгорания [ккал/кг (кДж/кг)] рабочей массы топлива;

K_{np} – коэффициент пропорциональности; $K = 1$, если Q_n^p выражается в ккал/кг, $K = 4,187$, если Q_n^p выражается в кДж/кг;

a_{yn} – доля золы топлива в уносе (определяются по результатам испытания котлов, при отсутствии испытаний принимаются обобщенные значения, приведенные в таблице 3 Методических указаний по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. РД 34.08.552-95)

Номинальное значение потери тепла с уходящими газами $q_2^{(н)}$ определяется по вышеуказанной формуле с подстановкой в нее номинальных значений $\alpha_{yx}^{(н)}$, $t_{yx}^{(н)}$, $q_4^{(н)}$ и фактического K_Q .

Резерв экономии топлива $\Delta B(\Delta\alpha_{\text{рух}})$ вследствие отклонения фактических присосов воздуха $\Delta\alpha_{\text{рух}}$ от их номинального значения $\Delta\alpha_{\text{рухн}}$ определяется

по формуле (Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. РД 34.08.552-95):

$$\Delta B(\Delta\alpha_{\text{рух}}) = B * (q_2(\Delta\alpha_{\text{рух}}) / \eta_k^{\text{бр(н)}}), \text{ где:}$$

B – расход условного топлива рассматриваемым котлом, т.у.т;

$\eta_k^{\text{бр(н)}}$ – номинальное значение КПД брутто котлов по обратному балансу при средней за рассматриваемый период нагрузке, %;

$q_2(\Delta\alpha_{\text{рух}})$ - увеличение потери тепла с уходящими газами, вызванное фактических присосов воздуха от номинальных значений, %.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные:

Требуется замена набивки РВП котла №1, которая имеет значительное коррозионное повреждение (до 80 %) и осыпание нижних пакетов РВП с проседанием вышерасположенных пакетов набивки.

№	Наименование	Ед. изм.	2018	2019	2020	Среднее
1	Отпуск электрической энергии	тыс. кВтч	1 580 618	1 545 700	1 600 450	1 575 589
2.	Средняя производительность котла №1 (Дк)	т/ч	327	333	322	327,3

Суммарное время работы котлов в 2020 году – 24 459 час.

Количество работающих в 2020 году котлов – 4 шт.

Среднее время работы 1 котла за 2020 год – 6 075 час.

Расход газа котла №1 на средней нагрузке 327,3 т/ч – 25,7 тыс. м³/ч.

Низшая теплота сгорания газа – 8 184 ккал/м³.

Расход условного топлива котла № 1 на средней нагрузке – $25,7 * 8\ 184 / 7000 = 30,05$ т у.т.

Фактические и нормативные параметры работы котла № 1 при средней нагрузке $D_k = 327,3$ т/ч:

Параметры работы котла № 1 при средней нагрузке $D_k = 327,3$ т/ч	Фактические	Нормативные
Избыток воздуха за водяным экономайзером	1,14	1,08
Присосы в РВП	47 %	31 %
Температура уходящих дымовых газов	125 0С	120 0С
Избыток воздуха за РВП	1,55	1,39

Потери тепла с уходящими газами:

$$q_{2\text{факт}} = (3,52*1,55+0,63)*(125-30*1,55/(1,55+0,18))*(0,982+0,00012*125)*0,01 = 5,95 \%;$$

$$q_{2н} = (3,52*1,39+0,63)*(120-30*1,39/(1,39+0,18))*(0,982+0,00012*120)*0,01 = 5,14 \%.$$

$$\text{Повышение КПД котла} = 5,95 - 5,14 = 0,81 \%.$$

$$\text{Ожидаемая экономия топлива в год от замены набивки} = 0,81*30,5*6\,075 = 1\,478,7 \text{ т.у.т.}$$

Экономия тепловой энергии при реализации мероприятия составит

$$\Delta Q = 1\,478,7/0,143 = 10,34 \text{ тыс. Гкал}$$

Годовая экономия в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta Q_{\Sigma} * T_{мэ} = 10,34 * 1\,019,86 = 10,545 \text{ млн. руб., где:}$$

$T_{мэ} = 1\,019,86 \text{ руб./Гкал}$ – тариф на тепловую энергию от ТЭЦ ПАО «Мосэнерго».

Объем инвестиций в данное мероприятие и срок его окупаемости, как правило, определяется по совокупности мероприятий, проводимых при капитальном ремонте энергетического оборудования электрической станции или ее реконструкции в рамках реализации инвестиционной программы.

Целевые показатели совокупности мероприятий

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на собственные нужды ТЭС	тыс. Гкал	5,17
в т.ч. в переводе на условное топливо	тыс. т у.т.	0,74
Экономический эффект	млн. руб.	5,27

Расчетный годовой объем экономии показывает эффект от ремонта (реконструкции) основного энергетического оборудования электрической станции как наилучшие показатели работы оборудования после ремонта (реконструкции) по отношению к наихудшим фактическим показателям работы до выполнения мероприятия. Учитывая непрерывное ухудшение показателей работы оборудования в течение года или в межремонтный интервал до следующего ремонта (реконструкции), в качестве годового объема экономии принимается половина расчетной величины экономии.

Эффект от мероприятия принимается в течение года с момента его выполнения.

2.3.6. Мероприятие: «Оптимизация состава питательных насосов на ТЭЦ и котельных»

Область применения

Электрические станции, котельные.

Методика расчета эффективности мероприятия

Методика расчета эффективности мероприятия основана на оптимизации времени работы питательных насосов, и, соответственно, снижении расхода электрической энергии, потребляемой питательными насосами (ПЭН) для перекачивания установленного объема питательной воды.

По результатам внедрения программы автоматизации выбора оптимального состава ПЭНов в городе Москве на электрических станциях ПАО «Мосэнергo», эффект от внедрения данной программы составляет от 0,2 кВтч до 0,4 кВтч на 1 тонну перекачиваемой питательной воды.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные:

Средний за последние три отчетных периода (2018-2020 годы) расход питательной воды котлами ТЭЦ составил 6 500 430 тонн.

Годовой эффект от реализации мероприятия по оптимизации состава питательных насосов с учетом результатов внедрения программы автоматизации выбора оптимального состава ПЭНов в городе Москве, составит:

$$\Delta \mathcal{E} = 6\,500\,430 * ((0,2+0,4)/2) * 10^{-6} = 1,95 \text{ млн. кВтч}$$

Экономия топлива от реализации мероприятия.

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} * b_э = 1,95 * 242,3 = 472,485 \text{ т у.т.}, \text{ где:}$$

$b_э$ – удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию, г/кВтч.

Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды ТЭЦ:

$$\Delta Q = 472,485 / 0,123 = 3\,841,34 \text{ кВтч}$$

Годовой экономический эффект в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta Q * T_{ээ} = 3\,841,34 * 2,5 = 9,6 \text{ тыс. руб.}, \text{ где:}$$

$$T_{ээ} = 2,5 \text{ руб./кВтч} - \text{стоимость электрической энергии на ОРЭМ.}$$

Объем инвестиций в данное мероприятие и срок его окупаемости, как правило, определяется по совокупности мероприятий, проводимых при капитальном ремонте энергетического оборудования электрической станции или ее реконструкции в рамках реализации инвестиционной программы.

Целевые показатели мероприятия

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды ТЭС	тыс. кВтч	3,841
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	472,5
Экономический эффект	тыс. руб.	9,6

2.3.7. Мероприятие: «Оптимизация состава сетевых насосов ТЭЦ»

Мероприятия рекомендуется к включению в состав мероприятий программ в области энергосбережения по результатам внедрения программы автоматизации выбора оптимального состава сетевых насосов (СН), реализованной ПАО «Мосэнерго» в рамках инвестиционной программы на 2014 год.

Согласно указанной программе на ТЭЦ-11 выполнено внедрение гидромурфы (ГМ) на сетевом насосе СН-8488 II подъема (тип СЭ-2500-180) бойлерной установки ТГ-8. Срок службы ГМ – 30 лет.

Для учета коэффициента полезного действия ГМ (механические потери в подшипниках, потери тепла нагреваемого масла в окружающую среду) принята его прямо пропорциональная зависимость от потребляемой мощности насоса – при 100 % нагрузке насоса КПД ГМ составляет 90 %, при 50 – 65 %.

Для насосов без ГМ значения потребляемой электрической мощности – в зависимости от производительности приняты по заводской характеристике оборудования.

Для учета изменения потребляемой мощности насосами с установленными ГМ в зависимости от подачи применены следующие соотношения:

$$(f_{ном} / f_1)^3 = N_{ном} / N_1, \text{ где:}$$

$f_{ном}$ – номинальная частота вращения насоса;

f_1 – новая частота вращения насоса;

$N_{ном}$ – номинальная мощность насоса;

N_1 – новая мощность насоса.

$$f_{ном} / f_1 = Q_{ном} / Q_1, \text{ где:}$$

$f_{ном}$ – номинальная частота вращения насоса;

f_1 – новая частота вращения насоса;

$Q_{ном}$ – номинальная подача насоса;

Q_1 – новая подача насоса.

Эффект от внедрения программы – экономия энергоресурсов на собственные и производственные нужды.

Область применения

Электрические станции.

Методика расчета эффективности мероприятия

Методика расчета эффективности мероприятия учитывает эффект снижения потребляемой электрической мощности электродвигателей сетевых насосов.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные:

Расчет произведен для работы сетевого насоса СЭ-2500-180 в летний период (май-сентябрь). Продолжительность периода – 153 суток (3672 час).

Продолжительность ежегодной фактической работы с учетом вывода насоса и/или прилегающих сетевых трубопроводов в ремонт или резерв принимается в расчете – 2000 час.

Номинальные параметры сетевого насоса II подъема – напор и подача:

$$H_0 = 18,0 \text{ кгс/см}^2, Q_{\text{ном}} = G_{\text{сет.в.}} = 2500 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Необходимые (достаточные) параметры:

$$H_0 = 18,0 \text{ кгс/см}^2, Q_1 = G_{\text{сет.в.}} = 1500 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Электрическая мощность электродвигателя при номинальном режиме при 3000 об/мин:

$$N_0 = 1400 \text{ кВт}$$

Скорость на валу насоса после гидромuffты при $H_0 = 18,0 \text{ кгс/см}^2$:

$$f_1 = f_{\text{ном}} * (Q_1 / Q_{\text{ном}}) = 3000 * (1500 / 2500) = 1800 \text{ об/мин}$$

Коэффициент пересчета мощности:

$$N_1 / N_{\text{ном}} = (1800 / 3000) = 0,216$$

Фактическая мощность электродвигателя:

$$N_1 = 0,216 * N_0 = 0,216 * 1400 = 302,4 \text{ кВт}$$

Снижение потребляемой мощности электродвигателем:

$$\Delta N = 1400 - 302,4 = 109,6 \text{ кВт}$$

Ежегодный эффект от снижения потребляемой мощности:

$$\Delta \mathcal{E} = 109,6 * 2000 * 10^{-6} = 2,195 \text{ млн. кВтч}$$

Годовая экономия энергоресурсов при реализации мероприятия:

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E} * b_0 = 2,195 * 242,3 = 531,85 \text{ т у.т., где:}$$

b_0 – удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию, г/кВтч.

Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды ТЭЦ:

$$\Delta Q = 531,85 / 0,123 = 4324 \text{ кВтч}$$

Годовой экономический эффект в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta Q * T_{\text{эз}} = 4\,324 * 2,5 = 10,81 \text{ тыс. руб.}, \text{ где:}$$

$$T_{\text{эз}} = 2,5 \text{ руб./кВтч} - \text{стоимость электрической энергии на ОРЭМ.}$$

Объем инвестиций в данное мероприятие и срок его окупаемости, как правило, определяется по совокупности мероприятий, проводимых при капитальном ремонте энергетического оборудования электрической станции или ее реконструкции в рамках реализации инвестиционной программы.

Целевые показатели мероприятия

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на собственные нужды ТЭС	тыс. кВтч	4,324
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	531,85
Экономический эффект	тыс. руб.	10,81

2.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКОНОМИИ ВОДЫ

Конечной целью внедрения энергосберегающих мероприятий в системах водоснабжения является уменьшение неучтенных расходов и потерь воды.

В системах водоснабжения имеются неучтенные полезные расходы воды и потери воды из водопроводной сети и емкостных сооружений.

Неучтенные полезные расходы воды делятся на:

- технологические (расходы воды на собственные нужды, на противопожарные нужды, на нужды городского хозяйства);
- организационно-учетные (погрешность средств измерения, неодновременность снятия показаний приборов).

Потери воды из водопроводной сети и емкостных сооружений включают:

- утечки воды из водопроводной сети и емкостных сооружений;
- потери воды за счет естественной убыли;
- потери воды при ремонте трубопроводов, арматуры и сооружений.

К основным мероприятиям, рекомендуемым к выполнению ресурсоснабжающими организациями, осуществляющими регулирующую деятельность в сфере водоснабжения и водоотведения, относятся следующие энергосберегающие мероприятия:

- уменьшение расхода воды на собственные нужды за счет применения оборотных схем водоснабжения;
- перевод оборудования с водяного охлаждения на воздушное;
- перевод предприятий, использующих для технологических процессов городскую питьевую воду, на водоснабжение из других, более дешевых, водоисточников (промводопровода, реки, арт-скважин);
- внедрение маловодных и безводных технологий;
- замена ветхих водопроводных сетей с использованием перспективных бестраншейных технологий восстановления и прокладки;
- использование электрохимической защиты стального трубопровода;
- внедрение современной запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;
- оптимизация режимов работы системы водоснабжения;
- регулирование сетевого давления с применением регуляторов давления и снижение избыточных напоров в зонах регулирования;
- установка на раструбные соединения ремонтных комплектов для придания раструбу высокой степени герметичности;
- внедрение автоматизированной информационной системы для оперативного управления системой водоснабжения и уменьшения

непроизводительных расходов воды как у потребителей, так и в системе подачи и распределения воды;

- замена устаревших приборов учета воды на более точные;
- наладка и реконструкция ЦТП за счет установки частотных преобразователей, замены насосного оборудования, установки или замены регуляторов давления, замены бойлера, изменения схемы горячего водоснабжения с циркуляционной на циркуляционно-повысительную;
- контроль за соблюдением технологических параметров в ЦТП (давления и температурного режима в системе горячего водоснабжения);
- контроль за утечками на внутриквартальных сетях водоснабжения;
- применение регулируемого электропривода.

Область применения

Системы водоснабжения и водоотведения ресурсоснабжающих организаций.

Методика расчета эффективности мероприятия

Расчет основных показателей эффективности энергосберегающих мероприятий в системах водоснабжения и водоотведения определена положениями приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17.10.2014 № 640/пр «Об утверждении Методических указаний по расчету потерь горячей, питьевой и технической воды в централизованных системах водоснабжения при ее производстве и транспортировке».

Методики расчета основных показателей эффективности энергосберегающих мероприятий в системах водоснабжения и водоотведения описаны в методическом пособии, разработанном Федеральным автономным учреждением «Федеральный центр нормирования, стандартизации и оценки соответствия в строительстве» Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации: «Методика снижения неучтенных расходов и потерь воды в системах водоснабжения», 2018.

Примеры расчета

Определение прогнозных показателей эффективности мероприятий по сокращению расхода воды расчетным путем, как правило, затруднено в связи с тем, что исходные данные для расчета целевых показателей эффективности формируются на основании статистических данных, нормируемых и/или фактических показателях по потерям и неучтенным расходам воды за последние три отчетных года.

Кроме того, технические мероприятия, реализуемых в сфере водоснабжения и водоотведения, имеют сопутствующие энергетические

эффекты по экономии топливно-энергетических ресурсов, и эффективность мероприятий должна быть определена по совокупному энергетическому и экономическому эффекту от их реализации.

С целью оптимизации трудозатрат при выполнении организацией работ по расчету прогнозных значений целевых показателей энергосбережения в сферах водоснабжения и водоотведения, допускается на этапе прогнозирования (планирования) использовать статистические данные по фактической экономии энергоресурсов, сложившейся по результатам реализации аналогичных мероприятий в области энергосбережения, указанный в разделе 2.6 настоящих Рекомендаций.

2.5. ТИПОВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

2.5.1. Мероприятие: «Внедрение осветительных устройств с использованием светодиодов»

Использование ламп накаливания для освещения помещений приводит к значительному перерасходу электрической энергии, поскольку светодиодные лампы, генерирующие аналогичный по мощности световой поток, потребляют в 4-9 раз меньше электроэнергии. Соответствие мощностей ламп накаливания и светодиодных ламп (LED лампы) приведено ниже.

Светодиодные лампы справляются с задачами освещения во многих областях, от простого освещения домов и улиц, до сложных систем освещения аэропортов и стадионов. Самое главное преимущество светодиодных технологий перед другими типами ламп – это энергоэффективность, в передовых образцах до 90 % полученной энергии преобразуется в свет.

Преимущества LED ламп:

- при включении сразу же работают на полной яркости;
- чрезвычайно низкое энергопотребление;
- устойчивость к перепадам напряжения;
- экологически чистые (не содержат токсичных веществ, таких как ртуть);
- длительный срок службы (до 50000 часов);
- стойкие к небольшим вибрациям, тряске и толчкам (в отличие от ламп других типов);
- большой срок гарантийного периода (в среднем производители дают 2-3 года гарантии, в течении этого срока, можно обменять светодиодную лампу, если она перестанет работать).

Соответствие мощностей ламп накаливания и LED ламп 1,8 Вт – 10 Вт, 4 Вт – 40 Вт, 6 Вт – 55-65 Вт, 12 Вт – 100 Вт, 14 Вт – 150 Вт.

Область применения

Освещение производственных помещений и административных зданиях с периодическим пребыванием людей.

Методика расчета эффективности мероприятия

Расчетное потребление электроэнергии на освещение помещений с временным пребыванием людей составляет, кВтч:

$$W_{\text{лн}} = N * P_{\text{лн}} * \tau * z * 10^{-3}, \text{ где:}$$

N [шт.] – количество ламп накаливания в местах с временным пребыванием людей;

$P_{\text{лн}}$ [Вт] – мощность лампы накаливания;

τ [ч] – время работы системы освещения;

z – число рабочих дней в году.

Расчет целевых показателей и срока окупаемости мероприятия:

Возьмем стандартный кабинет (офисного) административного здания, который освещается пятью светильниками с лампами накаливания на 100 Ватт каждый, и будем считать, что работают они 4 часа каждый день, итого:

$$W_{\text{лн}} = 5 * 100 * 4 * 365 = 730 \text{ (кВтч в год)}$$

Стоимость потребленной за год электроэнергии составит 2,482 тыс. руб. (730 (кВтч в год) x 3,4 (рубля за 1 кВтч энергии)).

Аналогично для светодиодных ламп:

$$W_{\text{LED}} = 5 * 12 \text{ (Вт, аналог по освещенности обычной лампы на 100 Ватт)} * 4 * 365 = 87,6 \text{ (кВтч в год)}.$$

Стоимость потребленной за год электроэнергии с LED лампами составит - 0,298 тыс. руб. (87,6 (кВтч) x 3,4 (руб.) = 297,84 (руб. в год)).

Результат: Замена ламп накаливания на светодиодные дает экономию потребленной электрической энергии в объеме 642,4 кВтч = 730 – 87,6, с экономическим эффектом в оплате освещения – 2,184 тыс. руб. в год.

Объем инвестиций в данное мероприятие определяется стоимостью 5-ти LED ламп, и составит 0,433 тыс. руб. (5* 86,51 = 432,55 руб.), где:

86,51 руб. – стоимость LED лампы мощностью 10 Вт.

Срок окупаемости мероприятия – 0,433 / 2,184 = 0,2 года (2,4 месяца).

С учетом трех летней гарантии на LED лампы экономический эффект составит за три года составит – 6 552,48 - 432,55 = 6 119,93 руб.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на производственные и хозяйственные нужды	кВтч	642,4

в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	79,02
Экономический эффект	тыс. руб.	2,184

2.5.2. Мероприятия по снижению энергопотребления насосным оборудованием

Наибольшую мощность электроприемников установленных в котельных имеет насосное оборудование и, как следствие, значительная часть электропотребления приходится именно на него.

Главные причины неэффективного использования насосного оборудования следующие:

1. Переразмеривание насосов, т.е. установка насосов с параметрами подачи и напора большими, чем требуется для обеспечения работы насосной системы.

2. Регулирование режима работы насоса при помощи задвижек.

Основные причины, которые приводят к переразмериванию насосов следующие:

1. На стадии проектирования закладывается насосное оборудование с запасом, на случай непредвиденных пиковых нагрузок или с учетом перспективного развития микрорайона, производства и т.д. Нередки случаи, когда подобный коэффициент запаса может достигать 50 %.

2. Изменение параметров сети – отступления от проектной документации при строительстве, коррозия труб во время эксплуатации, замена участков трубопроводов при ремонте и т.п.

Все эти факторы приводят к тому, что параметры насосов не соответствуют требованиям системы. Для обеспечения требуемых параметров по подаче, напору в системе эксплуатирующие организации прибегают к регулированию потока при помощи задвижек, что приводит к значительному увеличению потребляемой мощности как из-за работы насоса в зоне низкого КПД, так и за счет потерь при дросселировании.

Основной причиной значительного сокращения энергопотребления при замене одних насосов на другие является не техническое превосходство вновь установленных насосов, а соответствие их параметров требованиям системы.

Это достигается правильным подбором насоса в соответствии с реальными характеристиками системы.

В тех системах теплоснабжения, где параметры сети меняются во времени в зависимости от изменения суточного или сезонного теплопотребления подобрать насос, для которого диапазон изменения параметров сети находился бы в пределах рабочего диапазона насоса, бывает невозможно. В этом случае значительную экономию может принести применение систем управления насосами в зависимости от меняющихся

параметров сети. В подобных системах регулирование параметров насосов осуществляется при помощи частотного и каскадного регулирования.

Основной потенциал по энергосбережению заключается в замене регулирования подачи насоса задвижкой на частотное или каскадное регулирование, т.е. применении систем способных адаптировать параметры насоса под требования системы.

При принятии решения о применении того или иного способа регулирования необходимо учитывать, что каждый из этих способов регулирования также следует применять, отталкиваясь от параметров сети, на которую работает насос.

Область применения

Здания и сооружения регулируемых организаций всех сфер регулируемой деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия (для одного насоса, вентилятора)

1) Величина потребляемой из сети мощности насоса [кВт] равна:

$$P_{\text{нас}} = (2,72 * G * H * \rho * 10^{-6}) / (\eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{эл.прив}}), \text{ где:}$$

G [кг/ч] – массовый расход жидкости;

H [м] – напор. Напор механизма представляет собой разность давлений на его выходе и входе: $H = p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}$;

ρ [кг/м³] – плотность рабочей среды. Ее величина зависит от температуры и давления, но можно для воды приближенно считать $\rho = 1000$ кг/м³;

$\eta_{\text{мех}}$, $\eta_{\text{эл.прив}}$ – КПД механического и электрического привода соответственно. При работе от ПЧ уменьшаются магнитные потери в двигателе и изменяются электрические потери. Поскольку оценить изменение электрических потерь сложно (зависят от законов регулирования технологического параметра и преобразователя), целесообразно считать и при работе с ПЧ кпд электродвигателя постоянным и равным номинальному, а при отсутствии данных по конкретному типу ПЧ принимать $\eta_{\text{преоб}} = 0,98$.

Для газодувных машин:

$$P_{\text{гдм}} = (2,72 * V * H * 10^{-3}) / (\eta_{\text{мех}} * \eta_{\text{эл.прив}}), \text{ где:}$$

V [м³/ч] – объемный расход газа.

Расходы жидкости (газа) G (V) определяются технологическим процессом и от установки ЧРП не меняются.

До установки ЧРП давление на выходе механизма либо снижается до необходимого уровня в дросселирующем устройстве (задвижка, клапан, направляющий аппарат), либо при отсутствии регулирования определяется характеристикой механизма и изменяется в зависимости от расхода рабочей среды.

В последнем случае следует определить необходимое (требуемое – $H_{\text{треб}}$) давление на выходе механизма, исходя из свойств технологического процесса.

При установке ЧРП КПД электропривода изменяется в известное число раз ($\eta_{\text{проб}} = 0,98$) и остаются две составляющие изменения потребляемой мощности: изменение напора и КПД механизма.

2) Влияние ЧРП на КПД насоса допускается определять по упрощенной методике.

Обозначим исходные величины (до установки ПЧ) индексом «0» (P_0, H_0 и т.д.), а после установки ПЧ – «пч» ($P_{\text{пч}}$ и т.д.). С учетом принятого выше соотношения $\eta_{\text{эл прив пч}} = 0,98 * \eta_{\text{эл прив 0}}$ по формулам или относительное изменение мощности:

$$\Delta P / P_0 = (P_{\text{пч}} - P_0) / P_0 = 1,02 * (H_{\text{пч}} / H_0) / (\eta_{\text{пч}} / \eta_0) - 1$$

Следовательно, величина относительного изменения мощности равна увеличенному в 1,02 раза частному от деления относительного изменения напора $H_{\text{пч}} / H_0$ на относительное изменение кпд $\eta_{\text{пч}} / \eta_0$ минус единица. Если при расчете учитывать не обобщенный кпд преобразователя частоты 0,98, а фактический для известного типа, то в формуле следует заменить коэффициент 1,02 на действительную величину $1 / \eta_{\text{проб}}$.

Фактический напор H_0 измеряется при обследовании, а после установки ПЧ принимается равным требуемому технологическим процессом с учетом давления на входе механизма, т.е. $H_{\text{пч}} = H_{\text{треб}}$.

КПД механизма с нерегулируемым приводом можно вычислить по формулам.

При сложностях выполнения измерений расхода можно воспользоваться заводскими характеристиками, определяя по ним и измеренной мощности P_0 расход G_0 и КПД η_0 .

При отсутствии характеристик приближенный расчет расхода и КПД можно выполнить при аппроксимации характеристик напора и КПД квадратичными зависимостями. Для насоса, имеющего, как правило, наибольший напор при нулевом расходе:

$$H = H_{G=0} - (H_{G=0} - H_{\text{ном}}) * (G / G_{\text{ном}})^2;$$

$$\eta = \eta_{\text{ном}} - (\eta_{\text{ном}} / G^2) * (G / G_{\text{ном}})^2 = \eta_{\text{ном}} * (1 - (G / G_{\text{ном}} - 1)^2), \text{ где:}$$

$H_{G=0}$ напор при нулевом расходе.

Значение $H_{G=0}$ можно вычислить по известным значениям напора и расхода в каком-либо режиме, например, во время обследования $H_{\text{обсл}}$, $G_{\text{обсл}}$:

$$H_{G=0} = (H_{\text{обсл}} - H_{\text{ном}} * (G_{\text{обсл}} / G_{\text{ном}})^2) / (1 - G_{\text{обсл}} / G_{\text{ном}})^2$$

Из выражений следует:

$$G / G_{\text{ном}} = \sqrt{(H_{G=0} - H) / (H_{G=0} - H_{\text{ном}})}$$

$$\eta / \eta_{\text{ном}} = 1 - (G / G_{\text{ном}} - 1)^2$$

При регулировании частоты вращения механизма КПД определяется расчетным расходом $G_{\text{расч}}$, находящемся на пересечении заводской характеристики $H(G)$ и параболы, проходящей через начало координат и точку $G_{\text{пч}}$, $H_{\text{пч}}$:

$$H = H_{\text{пч}} * (G^2 / G_{\text{пч}}^2)$$

Приравниванием правые части выражений и получаем:

$$G_{\text{расч}} = \sqrt{H_{G=0} / ((H_{\text{пч}} / G_{\text{пч}}^2) + ((H_{G=0} - H_{\text{ном}}) / G_{\text{ном}}^2))}$$

или

$$G_{\text{расч}} / G_{\text{ном}} = \sqrt{H_{G=0} / (H_{\text{пч}} * G_{\text{ном}}^2 / G_{\text{пч}}^2 + H_{G=0} - H_{\text{ном}})}$$

При известном $G_{\text{пч}} = G_0$ вычисляются $G_{\text{расч}} / G_{\text{ном}}$, $\eta_{\text{пч}} / \eta_{\text{ном}}$ и конечный результат $\Delta P / P_0$.

Для газодувных машин (ГДМ) в отличие от насосов максимум напора приходится не на нулевой расход газа, а примерно на расход $V_{H_{\text{max}}} = (0,3 - 0,5) * V_{\text{ном}}$. При этом аналитическая зависимость напора от расхода оказывается громоздкой:

$$H = H_{\text{max}} + ((H_{\text{ном}} - H_{\text{max}}) * (V - V_{H_{\text{max}}})^2) / (V_{H_{\text{max}}} - V_{\text{ном}})^2, \text{ где:}$$

H_{max} , $V_{H_{\text{max}}}$, $H_{\text{ном}}$, $V_{\text{ном}}$ берутся из характеристик ГДМ, причем точкой номинального режима следует считать приходящуюся на максимум КПД.

Соответственно вместо формул для насосов для ГДМ $V_{\text{расч}}$ вычисляется:

$$V_{\text{расч}} = (a * V_{H_{\text{max}}} / (a-b)) + \sqrt{((a * V_{H_{\text{max}}}) / (a-b))^2 - ((H_{\text{max}} + a * V_{H_{\text{max}}}) / (a-b))},$$

где:

$$a = (H_{ном} - H_{max}) / (V_{Hmax} - V_{ном})^2;$$

$$b = H_{нч} / V_{нч}^2.$$

3) Если механизм имеет несколько характерных режимов, например, для сетевого насоса зимний и летний, то, соответственно, вычисляются относительные, затем и абсолютные изменения мощностей для каждого режима.

Снижение электропотребления за год от регулирования электропривода:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_1 * T_1 + \Delta P_2 * T_2 + \dots + \Delta P_n * T_n, \text{ кВтч, где:}$$

T_i – продолжительность периода в часах и $\sum T_i = 8760 \text{ час}$.

Стоимость сэкономленной электроэнергии рассчитывается по установленным для потребителя тарифам.

4) Годовая экономия в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta \mathcal{E} * T, \text{ руб., где:}$$

\mathcal{E} [руб.] – экономия в денежном выражении;

$\Delta \mathcal{E}$ [кВтч] – снижение электропотребления за год от регулирования электропривода;

$T \text{ руб./кВтч}$ – тариф на электрическую энергию.

Примеры расчета

Пример № 1 Необходимо произвести оценку годовой экономии от внедрения мероприятия по замене регулирования подачи насоса задвижкой на частотное регулирование для ЦТП, на котором в системе ХВС установлены повысительные насосы типа К 100-65-200 с электродвигателями мощностью 30 кВт.

Характеристики насоса:

Мощность электродвигателя $P_{ном} = 30 \text{ кВт}$.

Подача насоса $G_{нас} = 100 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Напор $H_{нас} = 50 \text{ м}$.

КПД насоса $\eta_{нас} = 0,69$.

Ток электродвигателя $I_{ном} = 55,7 \text{ А}$, $\cos \phi = 0,91$, КПД $\eta_{дв} = 0,90$.

Самый высокий дом в микрорайоне – 16-ти этажный, схема ГВС - циркуляционная.

Одноставочный тариф на момент обследования $T = 3,4 \text{ руб./кВтч}$.

Обследованиями получены следующие средние показатели:

Расход воды $G_0 = G_{нч} = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Давление:

- на входе насоса $H_{ex} = 20 \text{ м}$;

- на выходе – 75 м ;

- давление после подогревателя ГВС – 73 м .

Ток электродвигателя $I = 29 \text{ А}$.

Напряжение на двигателе $U = 380 \text{ В}$.

В работе 1 насос.

Расчет:

По току и напряжению электродвигателя с допущением постоянных и равных номинальным величинах КПД и $\cos\phi$ получаем его **мощность, кВт:**

$$P = 1,73 * I * U * \cos\phi = 1,73 * 29 * 0,38 * 0,91 = 17,4;$$

или

$$P = (I / I_{ном}) * (U / U_{ном}) * P_{ном} / \eta_{дв} = (29 / 55,7) * 1 * 30 / 0,9 = 17,4.$$

Требуемый напор насоса, м, равен:

$$\begin{aligned} H_{треб} &= 3 \cdot n_{эт} + \Delta H_{внеш\ сети} + \Delta H_{стояка} + \Delta H_{м/о\ ГВС} + H_{своб} - H_{ex} = \\ &= 3 * 16 + 2 + 6 + (75 - 73) * 1,62 + 3 - 20 = 44. \end{aligned}$$

Таким образом, для дальнейших расчетов имеем:

$$H_0 = 75 - 20 = 55 \text{ м};$$

$$G_0 = G_{нч} = 50 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$H_{нч} = H_{треб} = 44 \text{ м}; P_0 = 17,4 \text{ кВт}$$

По преобразованной формуле:

$$\eta_0 = 2,72 * 50 * 55 * 10^{-3} / (17,4 * 0,9) = 0,48.$$

Определим напор при нулевом расходе по формуле:

$$H_{G=0} = (55 - 50 * (50/100)^2) / (1 - (50/100)^2) = 56,67 \text{ м}.$$

Отношение расчетного расхода к номинальному по формуле:

$$G_{расч} / G_{ном} = \sqrt{56,67 / (44 * (100 / 50)^2 + 56,67 - 50)} = 0,557$$

Отношение КПД по формуле:

$$\dot{\eta}_{пч} / \dot{\eta}_{ном} = 1 - (0,557 - 1)^2 = 0,804,$$

т.е. $\dot{\eta}_{пч} = 0,804 * 0,69 = 0,555$ – на 16 % выше исходного (0,48).

Относительное изменение мощности по формуле:

$$\Delta P / P_0 = (P_{пч} - P_0) / P_0 = 1,02 \cdot (44 / 55) / (0,555 / 0,48) - 1 = 0,294$$

Уменьшение средней потребляемой мощности:

$$\Delta P = 0,294 \cdot 17,4 = 5,12 \text{ кВт}.$$

Насосы ХВС работают непрерывно, следовательно, годовое снижение электропотребления:

$$\Delta \mathcal{E} = 5,12 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 44,85 \text{ тыс. кВтч}.$$

Годовая экономия в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta \mathcal{E} \cdot T = 44,85 \cdot 3,4 = 152,5 \text{ тыс. руб.}$$

При реализации мероприятия «Установка частотно-регулируемого привода» за год достигается экономия в размере 152,5 тыс. руб.

Объем инвестиций в данное мероприятие составляет 385 000 руб. Таким образом, находим срок окупаемости мероприятия:

$$DP = I_{inv} / \mathcal{E} = 385000 / 152500 = 2,52 \text{ года}$$

Срок окупаемости рекомендуется округлять до целых чисел, т.е. в данном случае срок окупаемости составляет 3 года.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на производственные и хозяйственные нужды	кВтч	44 850
в т.ч. в переводе на условное топливо	тыс. т у.т.	54,717
Экономический эффект	тыс. руб.	152,5

Пример № 2 На водонапорной станции используется дроссельное регулирование напора и подачи воды (при помощи задвижек). Определить годовую экономию электроэнергии после внедрения частотного регулирования скорости вращения электродвигателей насосов для изменения напора и подачи воды. Характеристики насосных агрегатов и необходимый напор в сети указаны в таблице:

Напор на выходе насоса, $H_{нас, м.в.ст.}$	Подача воды насосом, $Q_{нас, м^3/ч}$	КПД насоса, $\eta_{нас}$	Напор, поддерживаемый в системе $H_{сист, м.в.ст.}$	$T_{г, час}$
--	---------------------------------------	--------------------------	---	--------------

50	3200	0,84	30	4400
----	------	------	----	------

Годовая экономия электроэнергии после внедрения частотного регулирования скорости вращения электродвигателей насосов по упрощенной схеме определяется по выражению, кВт ч:

$$W_{\text{э}} = (H_{\text{вых}} - H_{\text{сети}}) * Q_{\text{ф}} * T_{\text{г}} / 367 * \eta_{\text{ф}}, \text{ где:}$$

$H_{\text{вых}}$ – напор на выходе насоса, можно принять равный номинальному напору насосного агрегата.

$H_{\text{сети}}$ – напор, поддерживаемый в системе.

$Q_{\text{ф}}$ – фактическая подача воды, можно принять равный номинальной подаче насосного агрегата.

$T_{\text{г}}$ – годовое время работы агрегата.

$\eta_{\text{ф}}$ – фактический КПД насосного агрегата.

$$W_{\text{э}} = (50 - 30) * 3200 * 4400 / 367 * 0,84 = 644\,534 \text{ кВтч}$$

В денежном выражении $644\,534 * 3,4 = 2\,191,4$ тыс. руб.

Стоимость инвестиционного проекта составляет 530 тыс. руб.

Срок окупаемости проекта составит - $530,0 / 2191,4 = 0,24$ года, с округлением принимаем срок окупаемости - 1 год.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на производственные и хозяйственные нужды	кВтч	644 534
в т.ч. в переводе на условное топливо	тыс. т у.т.	79,278
Экономический эффект	тыс. руб.	2 191,4

С целью оптимизации трудозатрат при выполнении организацией работ по расчету прогнозных значений целевых показателей энергосбережения, допускается на этапе прогнозирования (планирования) использовать статистические данные по фактической экономии энергоресурсов, сложившейся по результатам реализации аналогичных мероприятий в области энергосбережения, включая российский и зарубежный опыт организаций и производителей оборудования.

Пример № 3 Оценить величину экономического эффекта от применения преобразователя частоты на насосном агрегате мощностью 75 кВт.

Ориентировочный расчет окупаемости ПЧ произвести с использованием результатов статистических данных Гидравлического института США и Европейской ассоциации производителей насосов по снижению энергопотребления при реализации энергосберегающих мероприятий.

В соответствии с результатами статистической информации по опытной установке ПЧ Гидравлическим институтом США и Европейской ассоциацией производителей насосов, величина экономии электроэнергии при внедрении преобразователей частоты может составлять от 10 до 60 %.

Для расчета возьмем минимальную величину возможной экономии 10 %.

Таким образом, для насосного агрегата мощностью 75 кВт и работающего, к примеру, 9 месяцев в год, величина экономии электроэнергии за 1 год составит:

$$\begin{aligned} \mathcal{E} (1 \text{ год, кВт}\cdot\text{ч}) &= 75 \text{ кВт} * 10 \% / 100 * 24 \text{ часа} * 30 \text{ дней} * 9 \text{ месяцев} \\ &= 48\,600 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \text{ или } 48,6 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч} \end{aligned}$$

В денежном выражении при стоимости 1 кВтч = 3,4 руб. за 1 кВтч.

Величина экономии составит:

$$\mathcal{E} (1 \text{ год, руб.}) = 48\,600 \text{ кВт}\cdot\text{ч} * 3,4 = 165\,240 \text{ руб. или } 165,24 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость преобразователя частоты серии ATV38 на 75 кВт (переменный момент), со встроенным сетевым дросселем и входным фильтром радиопомех составляет 300 000 руб.

Таким образом, срок окупаемости (без учета стоимости работ по установке) в этом случае составляет $300\,000 / 165\,240 = 1,82$ года, с учетом округления до целых чисел срок окупаемости составляет 2 года.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на производственные и хозяйственные нужды	кВтч	48 600
в т.ч. в переводе на условное топливо	тыс. т у.т.	5,978
Экономический эффект	тыс. руб.	165,24

2.5.3. Мероприятие: «Установка инфракрасных датчиков движения и присутствия»

Принцип действия основан на обнаружении человека по изменению потока теплового (инфракрасного) излучения на приемной площадке чувствительного элемента датчика, связанного с движением, или резким изменением температуры находящихся в поле зрения датчика объектов.

Датчики, способные обнаруживать только большие движения (идуших людей), называются датчиками движения.

Датчики, обнаруживающие мелкие движения людей, в том числе сидящих или стоящих, называются датчиками присутствия.

Большинство инфракрасных датчиков могут работать и в том, и в другом режиме – в зависимости от времени задержки отключения света после последнего зарегистрированного движения.

Существуют датчики с функцией мониторинга естественной освещенности – датчик постоянно измеряет освещенность естественным светом и не включает (или отключает – для датчиков присутствия) светильники, если естественная освещенность превышает заданное пороговое значение, даже если в поле зрения датчика находятся люди.

По данным сайта <http://energsovet.ru> в помещениях с постоянным пребыванием людей экономия электроэнергии от потребления на цели освещения составляет от 50 %, в местах без постоянного пребывания людей достигает 85 %.

В проходных помещениях с большим потоком людей – до 60 %.

Система состоит из двух основных элементов: датчика движения и исполнительного блока, соединенных между собой слаботочным проводом. Датчик, «увидев» человека, посылает сигнал на блок, который включает линию на заданный временной интервал.

Область применения

Производственные помещения и административные здания с периодическим пребыванием людей регулируемых организаций всех сфер регулируемой деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Расчетное потребление электроэнергии на освещение помещений с временным пребыванием людей составляет, кВтч:

$$W_{ли} = N * P_{л} * \tau * z * 10^{-3}, \text{ где:}$$

N [шт.] – количество ламп в местах с временным пребыванием людей;

P_n [Вт] – мощность лампы;

τ [ч] – время работы системы освещения;

z – число рабочих дней в году.

В настоящем случае энергосберегающий эффект достигается путем снижения времени работы системы освещения.

На этапе прогнозирования (планирования) целевого показателя энергосбережения – экономии электрической энергии, следует принимать среднестатистические данные по значению экономии потребления электрической энергии на цели освещения, основанные на результатах реализации аналогичных мероприятий в области энергосбережения в жилищно-коммунальном комплексе, равные – 3 %.

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости мероприятия:

Необходимо установить датчики движения типа ИКД-1-1 в помещениях площадью 25 м². Фактическое потребление электрической энергии на цели освещения составляют 775 692 кВтч.

Датчики движения указанного типа оснащены режимом блокировки срабатывания при дневном свете, что может реализовать дополнительные энергосберегающие возможности.

В случае больших холлов (20 м² и более) необходимо один-два датчика присутствия. Датчик (датчики) должны просматривать практически все пространство холла без крупных «мертвых зон», но также важно исключить возможность попадания в поле зрения данных датчиков других областей здания (например, прилегающего коридора).

Стоимость энергосберегающего оборудования:

- датчики движения ИКД-1-1 – 350 руб./шт.;
- исполнительные блоки СБЗ-С-ВР – 650 руб./шт.

Принимаем значение экономии в размере 3 % от потребления электрической энергии на цели освещения.

С учетом среднего тарифа на электрическую энергию 3,4 руб./кВтч получаем экономию:

$$\Delta \mathcal{E} = 775\,692 * 0,03 = 23\,271 \text{ кВтч};$$

$$\mathcal{E} = 23\,271 * 3,4 = 79,121 \text{ тыс. руб.}$$

Предлагается установить 30 датчиков движения. Затраты на проведение мероприятия составят:

$$I_0 = 1000 \cdot 30 = 30 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости, год:

$$T = I_0 / \mathcal{E} = 0,45 \text{ года.}$$

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода электрической энергии на производственные и хозяйственные нужды	кВтч	23 271
в т.ч. в переводе на условное топливо	тыс. т у.т.	2,862
Экономический эффект	тыс. руб.	79,121

2.5.4. Мероприятие: «Установка регулятора тепловой энергии на объекте без возможности понижения температуры в нерабочее время»

Экономия тепловой энергии на таких объектах осуществляется за счет ликвидации «перетопов» и осуществления погодного регулирования (регулирования количество отпущенной тепловой энергии в зависимости от температуры вне помещения).

Ликвидация «перетопов» осуществляется за счет ограничения регулятором поступления теплоты и обеспечения комфортной температуры в помещениях.

Область применения

Ресурсоснабжающие организации всех сфер регулируемой деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Величина экономии тепловой энергии при реализации мероприятия определяется по формуле:

$$\Delta q = (Q_{26} - Q_{22}) \times t_{22}, \text{ Гкал/год, где:}$$

Q_{26} – нагрузка, необходимая для поддержания в помещении $t = 26 \text{ }^\circ\text{C}$;

Q_{22} – нагрузка, необходимая для поддержания в помещении $t = 22 \text{ }^\circ\text{C}$;

$Q_{22} = Q_{26} \times k$, где:

$$k - \text{коэффициент пересчета: } k = (t_{\text{вн}2} - t_{\text{o.ср}}) / (t_{\text{вн}1} - t_{\text{o.ср}})$$

$t_{\text{вн}1}$ – внутренняя температура помещения до регулирования;

$t_{\text{вн}2}$ – внутренняя температура помещения после регулирования;

t_{22} – время поддержания в помещениях комфортных условий по температуре, час.

Потребление тепловой энергии за отопительный период без учета регулирования температуры:

$$Q_o = Q_o \times t_o \times 24, \text{ где:}$$

Q_o – Средняя тепловая нагрузка за отопительный период;

t_o – длительность отопительного периода, сутки;

$t_{\text{o.ср}}$ – средняя температура отопительного периода;

24 час – время работы отопительных приборов.

По нормативам температура в административных помещениях не должна быть ниже 21°C , СНиП 2.08.02-89 «Общественные здания и сооружения».

Пример расчета целевых показателей и срока окупаемости

Исходные данные:

Средняя тепловая нагрузка за отопительный период $q_o = 0,15$ Гкал/ч.

Повышение средней температуры в помещениях до $t = 26^\circ\text{C}$.

Отопительный период - 205 суток.

Средняя температура отопительного периода – $4,6^\circ\text{C}$.

При работе без регулятора такое здание потребляет за отопительный период:

$$Q_{26} = 0,15 \times 205 \times 24 = 738 \text{ Гкал/год, где:}$$

0,15 Гкал/ч – средняя тепловая нагрузка за отопительный период;

205 суток – длительность отопительного периода;

24 часа – время работы отопительных приборов.

Снизив температуру в помещениях до комфортных 22°C получим экономию тепловой энергии:

$$k = (t_{вн2} - t_{o.ср}) / (t_{вн1} - t_{o.ср}) = (22 + 4,6) / (26 + 4,6) = 0,870$$

$$Q_{22} = Q_{26} * k = 0,15 \times 0,870 = 0,131 \text{ Гкал/ч}$$

При работе регулятора такое здание потребляет за отопительный период:

$$Q_{22} = 0,131 \times 205 \times 24 = 644,52 \text{ Гкал/год}$$

$$\Delta Q = (Q_{26} - Q_{22}) \times t_{22} = (0,15 - 0,131) * 205 * 24 = 93,48 \text{ Гкал/год, где:}$$

Q_{26} – нагрузка, необходимая для поддержания в помещении $t = 26^\circ\text{C}$;

Q_{22} – нагрузка, необходимая для поддержания в помещении $t = 22^\circ\text{C}$;

k – коэффициент пересчета;

$t_{вн1}$ – внутренняя температура помещения до регулирования;

$t_{вн2}$ – внутренняя температура помещения после регулирования;

Экономия тепловой энергии – 93,48 Гкал/год.

Экономический эффект от реализации мероприятия:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q * T_{мэ}, \text{ где:}$$

$T_{мэ} = 1\,167,99$ руб./ Гкал - тариф на тепловую энергию от котельных ПАО «Мосэнерго» на 1 полугодие 2020 года;

$$\Delta \mathcal{E} = 93,48 * 1\,167,99 = 97,88 \text{ тыс. руб.}$$

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	Гкал	93,48
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	13,37
Экономический эффект	тыс. руб.	109,184

2.5.5. Мероприятие: «Применение автоматических дверных доводчиков на входных дверях»

Доводчики наружных дверей предназначены для автоматического их закрывания, что исключает неограниченную инфильтрацию через дверной проем.

Установка дверного доводчика производится с целью сокращения времени поступления холодного воздуха при открытии входных дверей или ворот и как следствие, сокращения падения температуры на рабочих местах. Дверной доводчик существенно уменьшает количество проникающего

в помещение холодного наружного воздуха, что приводит к значительной экономии энергии на отопление.

Подбор автоматического дверного доводчика осуществляется, исходя из данных о массе двери, о необходимом усилии для ее закрывания, и об ее материале.

Область применения

Ресурсоснабжающие организации всех сфер регулируемой деятельности.

Методика расчёта эффективности мероприятия

Годовое сокращение потерь тепла через дверной проем с установленным дверным доводчиком определяется по формуле, Гкал:

$$\Delta E = k_{eff} * E_n, \text{ где:}$$

k_{eff} - коэффициент эффективности доводчика (согласно экспериментальным данным доводчики дают примерно 1 % экономии от потерь через входные и межкомнатные двери, при этом через двери теряется порядка 10 % тепла, таким образом $k_{eff} = 0,01 * 0,10 = 0,001$);

E_n - объем тепловой энергии, потребленной в отопительный период в базовом году, Гкал.

Годовая экономия в денежном выражении определяется по формуле, руб.:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta E * T_{TЭ}, \text{ где:}$$

$T_{TЭ}$ - тариф на тепловую энергию, руб./Гкал.

Пример расчёта

Исходные данные:

Объем тепловой энергии потребленной за базовый период E_n составляет 1 000 Гкал.

$T_{TЭ} = 1\,167,99$ руб./ Гкал - тариф на тепловую энергию от котельных ПАО «Мосэнерго» на 1 полугодие 2020 года;

Расчет:

Годовое сокращение потерь тепла через дверной проем с установленным дверным доводчиком:

$$\Delta E = k_{eff} * E_{п} = 0,001 * 1\ 000 = 1 \text{ Гкал.}$$

Тогда годовая экономия в денежном выражении составит:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta E * T_{мэ} = 1 * 1\ 167,99 = 1\ 167,99 \text{ руб.}$$

При реализации мероприятия «Применение автоматических дверных доводчиков на 3-х входных дверях» за отопительный период достигается экономия в размере 3 504 руб. Стоимость установки дверных доводчиков с учетом материалов и стоимости работ составляет 4 500 руб., что определяет общий объем инвестиций в данное мероприятие.

Простой срок окупаемости мероприятия, лет:

$$DP = Inv / \Delta \mathcal{E} = 4\ 500 / 3\ 504 = 1,28 \text{ года.}$$

Срок окупаемости составляет 2 года.

Целевые показатели мероприятия:

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	Гкал	1
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	0,143
Экономический эффект	тыс. руб.	1,168

2.5.6. Мероприятие: «Применение автоматических сенсорных смесителей»

Установка автоматических сенсорных смесителей позволяет сэкономить до 50 % горячей и холодной воды и является очень эффективным энергосберегающим мероприятием. Экономический эффект достигается благодаря значительному сокращению времени протекания воды.

Автоматические сенсорные смесители служат для автоматического включения и отключения подачи воды к мойкам и раковинам и для термостатического регулирования ее температуры. Таким образом сенсорные смесители отличаются от обычных смесителей отсутствием вентилей для регулировки воды.

Их применение экономически оправдано в общественных зданиях, в том числе в учебных заведениях. Функция термостатического регулирования защищает детей младшего возраста от ожогов. Функция автоматического отключения перекрывает поток воды сразу после прекращения использования. Отсутствие ручного регулирования исключает возможность поломки приложением чрезмерного усилия.

После монтажа автоматических сенсорных смесителей необходимо отрегулировать чувствительность сенсоров, а также температуру воды, подаваемой к приборам.

При этом необходимо учитывать, что коэффициент экономии автоматических сенсорных смесителей составит около 20 %.

Область применения

Ресурсоснабжающие организации всех видов регулируемой деятельности.

Методика расчёта эффективности мероприятия

Годовое сокращение потерь воды с установленным автоматическим сенсорным смесителем определяется по формуле, м³:

$$\Delta V = k_{eff} * V_n, \text{ где:}$$

k_{eff} - коэффициент экономии автоматических сенсорных смесителей;

V_n [м³] - объем воды, потребленной через существующие смесители за базовый период (считается отдельно для горячей и холодной воды).

Общая годовая экономия в денежном выражении определяется по формуле, руб.:

$$\mathcal{E} = \Delta V_g * T_{гор} + \Delta V_x * T_{хол}, \text{ где:}$$

ΔV_g [м³] — годовая экономия горячей воды;

ΔV_x [м³] — годовая экономия холодной воды;

$T_{гор}$ [руб./ м³] — тариф на горячую воду;

$T_{хол}$ [руб./ м³] — тариф на холодную воду.

Затраты на замену всех смесителей определяются по формуле:

$$C_{\Sigma} = N_{смес} * C_l, \text{ где:}$$

$N_{смес}$ - количество установленных в здании смесителей;

C_l [руб.] - затраты на установку одного автоматического сенсорного смесителя с учетом материалов и стоимости работ.

Пример расчёта

Исходные данные:

Тарифы:

- на горячую воду $T_{гор} = 80$ руб./м³;

- на холодную воду $T_{хол} = 20$ руб./м³.

Фактическое потребление горячей воды на все смесительные устройства за год:

$$V_{гор.смес.} = 1\ 000 \text{ м}^3;$$

Фактическое потребление холодной воды на смесительные устройства за год:

$$V_{хол.смес.} = 2\ 500 \text{ м}^3.$$

В здании установлено 12 смесителей.

Затраты на установку одного автоматического сенсорного смесителя с учетом материалов и стоимости работ 8 000 руб.

Коэффициент экономии автоматических сенсорных смесителей k_{eff} составляет 20 %.

Расчет:

Годовая экономия горячей воды с установленным автоматическим сенсорным смесителем, м³:

$$\Delta V_2 = k_{eff} * V_{гор.смес.} = 0,2 * 1000 = 200 \text{ м}^3$$

Годовая экономия холодной воды с установленным автоматическим сенсорным смесителем, м³:

$$\Delta V_x = k_{eff} * V_{хол.смес.} = 0,2 * 2\ 500 = 500 \text{ м}^3$$

Годовая экономия в денежном выражении составит, руб.:

$$\mathcal{E} = \Delta V_2 * T_{гор} + \Delta V_x * T_{хол} = 200 * 80 + 500 * 20 = 26\ 000 \text{ руб.}$$

Затраты на замену всех смесителей составят:

$Затраты_{\Sigma} = N_{смес} * C_I = 12 * 8000 = 96\ 000$ руб., что определяет общий объем инвестиций в данное мероприятие.

Простой срок окупаемости мероприятия, лет:

$$DP = Inv / \Delta \mathcal{E} = 96\ 000 / 26000 = 3,7 \text{ года}$$

Срок окупаемости составляет 4 года.

Целевые показатели совокупности мероприятий

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Экономия холодной воды	м ³	500
Экономия горячей воды	м ³	200
Экономический эффект	тыс. руб.	26

2.5.7. Мероприятие: «Улучшение теплозащитных свойств ограждающих конструкций здания (кровля)»

Мероприятие имеет энергосберегающий эффект замены изношенной и несвоевременной тепловой изоляции с низким коэффициентом сопротивления теплопередаче на новую, имеющую более высокие показатели теплозащиты.

Помимо этого, за счёт замены изоляции значительно снижаются теплотери за счёт нагрева инфильтрационного воздуха, которые являются следствием неплотностей. Эти потери зачастую составляют более 25 % от общих теплотерь помещения.

Данное мероприятие может быть использовано для снижения тепловых потерь через наружные ограждения и для устранения выпадения конденсата на внутренней поверхности наружных ограждений. Может привести к изменению класса энергетической эффективности здания.

Приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания является одним из нормируемых показателей тепловой защиты здания. Нормативные значения устанавливаются в зависимости от градусо-суток отопительного периода и представлены в таблице 4 СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003». Для соблюдения нормативных значений сопротивления теплопередаче применяются многослойные ограждающие конструкции с утеплителем. В качестве утеплителя могут применяться минераловатные плиты, пенополистирол, эковата и другие материалы, обладающие низкой теплопроводностью.

Существуют два основных типа кровель: плоские и скатные. Структура кровли обоих типов включает в себя несущие конструкции и кровельный пирог. В ходе утепления кровли, как правило, весь кровельный пирог подлежит замене.

Стяжка поверх слоя утеплителя на плоских кровлях выполняется в том случае, если предполагается, что кровля будет эксплуатируемой. В остальных случаях оправдано применение теплоизоляционных материалов, способных упруго деформироваться под весом человека с минимальными остаточными деформациями. Допускается укладка утеплителя в два слоя: нижний – мягкий, верхний – жесткий.

При наличии внутренних водостоков необходимо создавать уклон с помощью сыпучих материалов (как правило, керамзитовой гравий).

В скатной кровле утеплитель должен быть закреплен на несущих конструкциях во избежание его перемещений под собственным весом. Для крепления применяются тарельчатые дюбели или клей.

Энергетический и экономический эффекты от утепления кровель зависят от климатических условий размещения объекта.

Область применения

Здания и помещения ресурсоснабжающих организаций всех сфер регулируемой деятельности.

Методика расчета эффективности мероприятия

Средняя за отопительный период тепловая мощность, передаваемая через кровлю, определяется по формуле, Вт:

$$Q = (t_{в} - t_{ср\ нар}) * F / R, \text{ где:}$$

$t_{в}$ - средняя температура воздуха в помещении, °С;

$t_{ср. нар}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

F - площадь кровли, м²;

R - термическое сопротивление, м²*°С/Вт:

$$R = 1/\alpha_{внутр} + \delta/\lambda + 1/\alpha_{нар}, \text{ где:}$$

$\alpha_{внутр}$, $\alpha_{нар}$ - коэффициенты теплоотдачи соответственно от внутреннего воздуха в кровле и от кровли в окружающей среде, Вт/(м²*°С);

δ - толщина теплоизоляционного слоя, м;

λ - коэффициент теплопроводности теплоизоляционного слоя, Вт/(м*°С).

Средняя за отопительный период тепловая мощность, передаваемая через кровлю, определяется дважды – до внедрения мероприятия и после внедрения мероприятия, после чего рассчитывается экономия тепла за отопительный период ΔQ , как разница между тепловой мощностью, передаваемой через ограждающую конструкцию здания (кровлю) до внедрения и после внедрения мероприятия.

$$\Delta Q = (Q_1 - Q_2) * n * C, \text{ где:}$$

ΔQ - экономия тепловой энергии за год от внедрения мероприятия; кВт*час, Гкал;

n - продолжительность отопительного периода, час;

C - коэффициент перевода кВт*ч в Г кал равный $0,86 * 10^{-3}$.

Годовая экономия в денежном выражении, руб.:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q * T_{тэ}, \text{ где } T_{тэ} - \text{тариф на тепловую энергию, руб./Гкал.}$$

Пример расчёта

Исходные данные:

Площадь кровли $F = 580$ м.

Материал кровли до внедрения мероприятия – плиты жёсткие минераловатные на органофосфатном связующем. Толщина – 50 мм, коэффициент теплопроводности 0,09.

Расчётная температура внутреннего воздуха $t_e = 20$ °С.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{ср. нар} = -3,1$ °С.

Средняя продолжительность отопительного периода, $n = 214$ суток. Тариф на тепловую энергию $T_{тэ} = 1818,70$ руб./Гкал.

Расчет:

Рассчитаем термическое сопротивление теплоизоляционного слоя кровли до внедрения мероприятия:

$$R = 1/\alpha_{внутр} + \delta/\lambda + 1/\alpha_{нар} = 1/12 + 0,05/0,09 + 1/8,7 = 0,75$$

Средняя за отопительный период тепловая мощность, передаваемая через кровлю, до внедрения мероприятия:

$$Q_1 = (t_e - t_{ср нар}) * F / R = (1/0,75) * 580 * (20 - (-)3,1) = 17\ 864 \text{ Вт} = 17,9 \text{ кВт.}$$

Средняя за отопительный период тепловая мощность, передаваемая через кровлю, после внедрения мероприятия:

$$Q_2 = (t_e - t_{ср нар}) * F / R = (1/4,83) * 580 * (20 - (-)3,1) = 2\ 773 \text{ Вт} = 2,8 \text{ кВт.}$$

Экономия тепла за отопительный период:

$$\Delta Q = (Q_1 - Q_2) * n * C = (17,9 - 2,8) * 214 * 24 * 0,86 * 10^{-3} = 67 \text{ Гкал.}$$

Годовая экономия в денежном выражении при тарифе $T_{тэ} = 1\ 167,99$ руб./Гкал:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q * T_{тэ} = 67 * 1\ 167,99 = 78\ 255,3 \text{ руб.}$$

При реализации мероприятия «Улучшение теплозащитных свойств ограждающих конструкций здания (кровля)» за отопительный период достигается экономия в размере 78 255,33 руб.

Затраты на реализацию мероприятия:

Наиболее распространенным из материалов, используемых для утепления кровли, является пенополистирол. Данный материал обладает низкой теплопроводностью, соответственно для достижения термического сопротивления R_0 понадобятся плиты с небольшой толщиной, что в целом удешевляет стоимость мероприятия. Коэффициент теплопроводности равен 0,028. Определим из этого условия толщину плит, необходимых для достижения термического сопротивления R_0 .

$$R_0 = 1/\alpha_{\text{внутр}} + \delta/\lambda + 1/\alpha_{\text{нар}} = (R_0 - 1/\alpha_{\text{внутр}} - 1/\alpha_{\text{нар}}) * \lambda = (4,83 - 1/12 - 1/8,7) * 0,028 = 4,64 * 0,028 = 0,13 \text{ м}$$

Необходимая толщина плиты пенополистирола составляет $S = 0,13 \text{ м}$.

Цена пенополистирола - 440 руб./м.

Стоимость материала составляет – 259 600 руб. за 580 м². Данная стоимость включает в себя также стоимость работ по демонтажу старого утеплителя и по монтажу нового.

Затраты на утепление с учетом материалов и стоимости работ составляют 259 600 руб., что определяет общий объем инвестиций в данное мероприятие.

Находим срок окупаемости мероприятия:

$$DP = Inv / \Delta \mathcal{E} = 259\,600 / 78\,255 = 3,3 \text{ года}$$

Срок окупаемости составляет 4 года.

Целевые показатели мероприятия

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	Гкал	67
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	9,58
Экономический эффект	тыс. руб.	78,255

2.5.8. Мероприятие: «Монтаж низкоэмиссионных пленок на окна»

Монтаж низкоэмиссионных пленок на окна приводит к повышению уровня теплозащиты окон и экономии тепловой энергии на подогрев инфильтрующегося через окна холодного воздуха, ввиду снижения воздухопроницания. За счёт проведения монтажа низкоэмиссионных пленок значительно снижаются теплопотери за счёт нагрева инфильтрационного воздуха, которые являются следствием неплотностей. Эти потери зачастую составляют более 60 % от общих теплопотерь помещения.

Применение данного энергосберегающего мероприятия имеет ряд преимуществ по сравнению с мероприятием по замене окон на энергосберегающие (с К, И-покрытиями), а именно:

- не требует больших капитальных затрат, возникающих при замене окон, поскольку пленка наклеивается на окно изнутри помещения;
- исключаются дополнительные затраты на транспортировку, монтаж;
- пленка является солнцезащитной пленкой селективного типа, т.е. пропускает видимый свет и отражает инфракрасное излучение, в том числе и тепловое;
- удерживание стекла в раме в случае разбиения или взрыва, уменьшая тем самым вероятность человеческих жертв и защищая имущество.

Таблица 3. Технические характеристики низкоэмиссионной пленки

Наименование показателя	Значения
Пропускание солнечной энергии, %	22
Отражение солнечной энергии, %	36
Поглощение солнечной энергии, %	42
Пропускание видимого света, %	32
Отражение видимого света, %	35
Коэффициент затенения	0,35
Сокращение УФ-света, %	99,9
Доля общего сокращения солнечной энергии, %	69
Коэффициент эмиссии	0,33

Методика расчёта эффективности

Потери тепла Q_T через 1 м² обычного стеклопакета, Гкал/м²

$$Q_T = ((t_{вн} - t_n) / (1/\alpha_n + R_o + 1/\alpha_o)) * 860,4 * 24 * N * 10^{-9}, \text{ где:}$$

R_o – термическое сопротивление стеклопакета, м²*°C/Вт;

α_o, α_n - коэффициенты теплоотдачи соответственно от внутреннего воздуха к окну и от окна в окружающей среде, Вт/(м²*°C);

$t_{вн}$ - средняя температура воздуха в помещении, °C;

t_n - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

N - продолжительность отопительного периода, сут.

Согласно распределению потерь тепла, потери на излучение составляют,

Гкал/м²:

$$Q_{И} = Q_T * 2$$

Общие потери тепла через 1 м² окна составляют, Гкал/м²:

$$Q_{\text{окна}} = Q_{И} + Q_T$$

Экономический эффект применения низкоэмиссионной пленки основан на снижении потерь тепла излучением. Данные потери снижаются пропорционально коэффициентам эмиссии ϵ :

$$n = \epsilon_2 / \epsilon_1 \alpha_v, \alpha_n, \text{ где:}$$

ϵ_2 и ϵ_1 - соответственно коэффициент эмиссии стекла до и после внедрения мероприятия.

Потери через 1 м² окна при применении зкоэмиссионной пленки, Гкал/м²:

$$Q_{\text{эмис.окна}} = Q_{И}/n + Q_T$$

Экономический эффект данного мероприятия составляет, Гкал:

$$\Delta Q = (Q_{\text{окна}} - Q_{\text{эмис.окна}}) * F, \text{ где:}$$

F - площадь остекления, м².

Годовая экономия в денежном выражении, руб.;

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q * T_{\text{тэ}}, \text{ где:}$$

$T_{\text{тэ}}$ - тариф на тепловую энергию, руб./Гкал.

Пример расчёта

Исходные данные:

Расчетная температура внутреннего воздуха, $t_{вн} = 20$ °С;

Расчетная температура наружного воздуха, $t_n = -9,7$ °С;

Коэффициент теплоотдачи к внутреннему и наружному воздуху:

$$\alpha_v = 8,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 * \text{°С}), \alpha_n = 25 \text{ Вт}/(\text{м}^2 * \text{°С});$$

Термическое сопротивление оконного блока $R_0 = 0,37$ (м²*°С)/Вт;

Площадь остекления $F = 250$ м².

Расчет:

Потери тепла Q_T через 1 м^2 обычного стеклопакета;

$$Q_T = ((20+9,7) / (1/25 + 0,37 + 1/8,7)) * 860,4 * 24 * 226 * 10^{-9} = 0,246 \text{ Гкал/м}^2$$

Общие потери тепла через 1 м^2 окна:

$$Q_{\text{окна}} = Q_{\text{И}} + Q_T = 0,492 + 0,246 = 0,738$$

Потери через 1 м^2 окна при применении низкоэмиссионной пленки:

$$Q_{\text{эмис.окна}} = Q_{\text{И}}/n + Q_T = 0,492/2,5 + 0,246 = 0,443 \text{ Гкал/м}^2$$

Коэффициент снижения потерь:

$$n = 0,83/0,33 = 2,5$$

Экономический эффект данного мероприятия составляет:

$$\Delta Q = (Q_{\text{окна}} - Q_{\text{эмис.окна}}) * F = (0,738 - 0,443) * 250 = 73,75 \text{ Гкал};$$

В денежном эквиваленте, при тарифе $T_{ТЭ} = 1\,167,99 \text{ руб./Гкал}$, экономия за отопительный период составит:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q * T_{ТЭ} = 73,75 * 1\,167,99 = 86,287 \text{ тыс. руб.}$$

Цена термоэмиссионной пленки с учетом монтажа – 600 руб./м^2 . Тогда стоимость работ за монтаж пленки на 250 м^2 оконной поверхности 150 тыс. руб.

Срок окупаемости мероприятия:

$$DP = Inv / \Delta \mathcal{E} = 150 / 86,287 = 1,74 \text{ года}$$

Срок окупаемости составляет 2 года.

Целевые показатели совокупности мероприятий

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	Гкал	73,75
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	10,546
Экономический эффект	тыс. руб.	86,287

2.5.9. Мероприятие: «Монтаж теплоотражающих конструкций за радиаторами отопления»

Отопительные приборы в обычной практике устанавливают у наружных стен помещения. Работающий прибор активно нагревает участок стены, расположенный непосредственно за ним. Таким образом, температура этого участка значительно выше, чем остальная область стены, и может достигать 50 °С. Вместо того, чтобы использовать все тепло для обогрева воздуха внутри помещения, радиатор усердно расходует тепло на обогрев холодных кирпичей или бетонных плит наружной стены здания.

Это является причиной увеличенных тепловых потерь. Если батарея установлена в нише, тепловые потери будут еще больше, поскольку тонкая задняя стенка ниши обладает еще более низким сопротивлением теплопередаче, чем целая стена.

Существенно снизить тепловые потери в данной ситуации позволяет установка теплоотражающих экранов, изолирующих участки стен, расположенные за отопительными приборами. В качестве таких экранов используются материалы с низким коэффициентом теплопроводности (около 0,05 Вт/м°С), например, пенофол — вспененная основа с односторонним фольгированием. Но в принципе, теплоотражающим экраном может служить даже обычная фольга. Рекомендуемая толщина изоляции 3-5 мм. Отражающий слой должен быть обращен в сторону источника тепла.

За счёт установки теплоотражающего экрана достигается снижение лучистого теплового потока, нагревающего наружную стену в месте за радиатором. Установка подобных отражателей является малозатратным способом экономии энергии с низким сроком окупаемости (около 1-2 лет). При наличии в помещении недотопа, установка таких экранов помогает повысить температуру и приблизить её к комфортной. При наличии термостатического вентиля и приборов учёта тепловой энергии следствием установки будет экономия тепла.

При установке теплоотражающего экрана лучше располагать его ближе к поверхности стены, а не к поверхности прибора. Можно прикрепить его к стене с помощью обычного двустороннего скотча, или с помощью степлера — к деревянной рейке. Размер экрана должен несколько превосходить проекцию прибора на участок стены.

Сократив потери тепла с помощью установки теплоотражающего экрана, экономия энергии может составлять для конвекторов с кожухом в 2 %, конвекторов без кожуха в 3 %, стальных панельных радиаторов — в 4 % от теплоотдачи прибора.

Для повышения эффективности теплоотдачи рекомендуется красить радиаторы в темный цвет, поскольку темная поверхность отдает на 5-10 % тепла больше.

Область применения

Офисы, административные помещения ресурсоснабжающих организаций всех сфер регулируемой деятельности.

Методика расчёта эффективности мероприятия для одного теплового прибора

В общем случае потери тепла Q_1 [Вт] в помещении определяются по формуле:

$$Q_1 = (t_{ср.бат} - t_{ср.нар}) * F_{бат} / R_{ст}$$

$t_{ср.бат}$ - средняя температура воздуха между стеной и батареей, °С;

$t_{ср.нар}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

$F_{бат}$ - площадь проекции отопительного прибора на стену, м²;

$R_{ст}$ - фактическое сопротивление теплопередаче стены, м²*°С / Вт.

$$R_{ст} = 1/\alpha_{внутр} + \delta_{ст}/\lambda_{ст} + 1/\alpha_{нар}$$

$\alpha_{внутр}$ - коэффициент теплоотдачи от внутреннего воздуха к ограждению, Вт/(м²*°С);

$\delta_{ст}$ - толщина стены, м;

$\lambda_{ст}$ - коэффициент теплопроводности материала стен, Вт/(м*°С);

$\alpha_{нар}$ - коэффициент теплоотдачи от ограждения к наружному воздуху, Вт/(м²*°С);

Потери тепла через наружную стену после установки теплоотражающего экрана, Вт:

$$Q_2 = k * (t^p - t_{ср.нар}) * F_{бат}$$

k - коэффициент теплопроводности материала теплоотражающего экрана, Вт/(м*°С);

t^p - расчетная температура воздуха в помещении, °С;

$t_{ср.нар}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С;

Объем тепловой энергии, сэкономленной за отопительный период, составит:

$$\Delta Q = (Q_1 - Q_2) * n * C, \text{ Гкал, где: } \Delta Q \text{ [кВт*час, Гкал] - экономия}$$

тепловой энергии за год от внедрения мероприятия;

n [час] - длительность отопительного периода;

C - коэффициент перевода кВт-час в Гкал, равен $0,86 \cdot 10^{-3}$;

Годовая экономия в денежном выражении составит, руб.:

$$\mathcal{E} = \Delta Q * T_{mэ} (5), \text{ где:}$$

$T_{mэ}$ - тариф на тепловую энергию, руб./Гкал.

Чтобы рассчитать экономию для всего здания, в случае, если в здании установлены тепловые приборы одного типа, необходимо полученный результат умножить на общее количество тепловых приборов.

Для случая, когда в здании установлены тепловые приборы разного типа (размера), следует рассчитать экономию для каждого прибора по отдельности, а затем сложить полученные результаты:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m (Q_{1i} - Q_{2i}) * n * C, \text{ где:}$$

m - число батарей.

Пример расчёта

Необходимо произвести оценку годовой экономии от внедрения мероприятия в натуральном и денежном выражении в здании, оборудованном

35-ю однотипными приборами отопления.

Геометрические размеры проекции отопительного прибора на стену:
Ширина - 0,8 м, Высота - 0,5 м.

Температура воздуха в помещении $t^p_e = 21$ °С.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период составляет $t_{ср.нар} = -8,5$ °С.

Коэффициент теплоотдачи от внутреннего воздуха к ограждению $\alpha_{внутр} = 8,7$ Вт/(м²*°С).

Коэффициент теплоотдачи от ограждения к наружному воздуху $\alpha_{нар} = 23$ Вт/(м²*°С).

Коэффициент теплопроводности материала теплоотражающего экрана $k = 0,05$ Вт/(м*°С).

Длительность отопительного периода $n = 222$ суток = 5 328 часов.

Тариф на тепловую энергию $T_{mэ} = 1\,818,70$ руб.

Состав материала стены: известково-песчаный раствор толщиной $\delta_1 = 0,02$ м; $\lambda_{cm} = 0,7$ Вт/(м*°С);

Керамзитобетонные плиты, $\delta_2 = 0,35$ м; $\lambda_{cm} = 0,5$ Вт/(м*°С).

Расчет:

Определим термическое сопротивление стены:

$$R_{cm} = 1/\alpha_{внутр} + \delta_{cm}/\lambda_{cm} + 1/\alpha_{нар} = 1/8,7 + 0,02/0,7 + 0,35/0,5 + 1/23 = 0,9 \text{ (м}^2\text{*°С) /Вт}$$

Потери тепла через наружную стену:

$$Q_1 = (t_{ср.бат} - t_{ср.нар}) * F_{бат} / R_{cm} = (55 - (-)8,5) * (0,5 * 0,8) / 0,9 = 0,0282 \text{ кВт}$$

Потери тепла через наружную стену после установки теплоотражающего экрана:

$$Q_2 = k * (t_{ср.бат} - t_{ср.нар}) * F_{бат} = 0,05 * (21 - (-)8,5) * 0,5 * 0,8 = 0,00059 \text{ кВт}$$

Объем тепловой энергии, сэкономленной за отопительный период после установки одного теплоотражающего экрана:

$$\Delta Q = (Q_1 - Q_2) * n * C = (0,0282 - 0,00059) * 5 \ 328 * 0,86 * 10^{-3} = 0,127 \text{ Гкал.}$$

Объем тепловой энергии, сэкономленной за отопительный период после установки 35-ти одноразмерных теплоотражающих экранов:

$$\Delta Q_{\Sigma} = 35 \Delta Q = 35 * 0,127 = 4,45 \text{ Гкал}$$

Годовая экономия в денежном выражении составит:

$$\mathcal{E} = \Delta Q_{\Sigma} * T_{мэ} = 4,45 * 1 \ 167,99 = 5,2 \text{ тыс. руб.}$$

Объем инвестиций в данное мероприятие составляет 3 710 руб. Таким образом, используя формулу 1, находим срок окупаемости мероприятия:

$$DP = Inv / \Delta \mathcal{E} = 3,72 / 5,2 = 0,7 \text{ года}$$

Срок окупаемости составляет 1 год.

Целевые показатели мероприятия

Показатель	Единица измерения	Значение показателя, приведенное к году
Снижение расхода тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды	Гкал	4,45
в т.ч. в переводе на условное топливо	т у.т.	0,64
Экономический эффект	тыс. руб.	5,2

2.6. ТИПОВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАНОВЫХ (ПРОГНОЗНЫХ) ЗНАЧЕНИЙ ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ КОТОРЫХ ДОПУСКАЕТСЯ ПРИНИМАТЬ ПО ДАННЫМ СРЕДНЕСТАТИСТИЧЕСКОЙ ОТЧЕТНОСТИ О ПАРАМЕТРАХ ВНЕДРЕННЫХ ТИПОВЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Точный выбор параметров эффективности перспективных проектов по энергосбережению, как правило, невозможен, поскольку всегда есть риски снижения расчетных показателей в связи с некачественным монтажом, отсутствием дополняющих мероприятий, неоптимальными режимами эксплуатации.

С целью оптимизации трудозатрат при выполнении организацией работ по расчету прогнозных значений целевых показателей энергосбережения, допускается на этапе прогнозирования (планирования) использовать статистические данные по фактической экономии энергоресурсов, сложившейся по результатам реализации аналогичных мероприятий в области энергосбережения, включая российский и зарубежный опыт организаций и производителей оборудования.

Эти данные приводятся ниже в таблицах 4 и 5.

При этом в целях получения гарантированных эффектов рекомендуется выбирать средние, наиболее консервативные значения из приводимых диапазонов повышения эффективности. В условиях, когда нет уверенности в реализации дополняющих мероприятий, рекомендуется использовать еще более консервативное значение нижней границы диапазона фактически полученной экономии энергоресурсов.

Таблица 4.

Параметры внедренных типовых мероприятий по энергосбережению

№	Наименование мероприятия	Диапазон возможной экономии ресурсов, %
1	2	3
	Системы отопления	
1	Снижение тепловых потерь через оконные проемы путем установки третьего стекла и утепление оконных рам	15-30 %
2	Улучшение тепловой изоляции стен, полов и чердаков.	15-25 %
3	Гидравлическая наладка внутренней системы отопления	7-15 %
4	Автоматизация систем теплоснабжения зданий посредством установки индивидуальных тепловых пунктов (ИТП)	20-30 % от потребления тепловой энергии
5	Ежегодная химическая (пневмогидравлическая) очистка	10-15 %

№	Наименование мероприятия	Диапазон возможной экономии ресурсов, %
1	2	3
	внутренних поверхностей нагрева системы отопления и теплообменных аппаратов	
6	Гидравлическая наладка внутренней системы отопления.	7-15 %
7	Составление руководств по эксплуатации, управлению и обслуживанию систем отопления и периодический контроль со стороны руководства учреждения за их выполнением	5-10 % от потребления тепловой энергии
8	Составление руководств по эксплуатации, управлению и обслуживанию систем отопления и периодический контроль со стороны руководства учреждения за их выполнением	5-10 % от потребления тепловой энергии
9	Снятие декоративных ограждений с радиаторов отопления и установка теплоотражателей за радиаторами	5-15 %
Системы горячего водоснабжения		
1	Оснащение систем ГВС счетчиками расхода горячей воды	15-30 % платежей за потребляемую горячую воду
2	Составление руководств по эксплуатации, управлению и обслуживанию систем ГВС и периодический контроль со стороны руководства учреждения за их выполнением	5-10 % от потребления горячей воды
3	Автоматизация регулирования системы ГВС	15-30 % от потребления тепловой энергии
4	Снижение потребления за счет оптимизации расходов и регулирования температуры	10-20 % от потребления горячей воды
5	Применение экономичной водоразборной арматуры	15-20 %
6	Наладка и реконструкция ЦТП: установка частотных преобразователей, замена насосного оборудования, установка или замена регуляторов давления, замена бойлера, изменение схемы горячего водоснабжения с циркуляционной на циркуляционно-повысительную	6-7 % расхода воды
7	Установка регулятора давлений горячей воды	5-10 %
8	Контроль за соблюдением технологических параметров в ЦТП (давления и температурного режима в системе горячего водоснабжения)	сокращение расхода горячей воды от 50 до 110 л/чел*сут.
Системы холодного водоснабжения		
1	Установка счетчиков расхода воды	до 10-20 % платежей за потребляемую воду
2	Сокращение расходов и потерь воды	до 50 % от объема потребления воды
3	Применение частотного регулирования насосов систем водоснабжения	до 50 % потребляемой

№	Наименование мероприятия	Диапазон возможной экономии ресурсов, %
1	2	3
		электроэнергии
4	Применение экономичной водоразборной арматуры	30-35 %
5	Строительство системы оборотного водоснабжения	до 3-4 % от расхода воды на собственные нужды
6	Оптимизация режимов промывок фильтровальных сооружений, с переводом на водо-воздушную промывку	снижение расхода воды на промывку фильтров на 10-15 %
7	Установка на раструбные соединения водопроводной сети ремонтных комплектов	снижение потерь воды при ликвидации повреждений в колодцах до 30 %
8	Установка водосберегающей сантехнической арматуры	10-12 % расхода воды
9	Установка регулятора давлений холодной воды	5-10 %
10	Контроль за утечками на внутриквартальных сетях холодного водоснабжения	сокращение сроков ликвидации аварий в среднем в 4 раза
11	Организация технического приборного учета в системах ВС и ВО	10-15 %
12	Внедрение частотного регулирования насосного оборудования в системах ВС и ВО	до 20 %
13	Прокладка новых, капитальный ремонт действующих водопроводных сетей с использованием труб с внутренними покрытиями. Применение труб из современных материалов, не подверженных коррозии	до 25 % экономии электроэнергии, сокращение стоимости ремонта, увеличение срока службы трубопроводов в 2-3 раза
14	Проведение гидравлической наладки тепловых и водопроводных сетей	5-20 % от потребления ТЭР
Системы вентиляции		
1	Замена устаревших вентиляторов с низким КПД на современные, с более высоким КПД	20-30 % от потребления ими электроэнергии
2	Отключение вентиляционных установок во время обеденных перерывов и в нерабочее время	10-50 % электроэнергии
3	Применение блокировки вентилятора воздушных завес с механизмами открывания дверей	до 70 % от потребляемой ими электроэнергии
4	Применение устройств автоматического регулирования и управления вентиляционными установками в зависимости от температуры наружного воздуха	10-15 % электроэнергии

№	Наименование мероприятия	Диапазон возможной экономии ресурсов, %
1	2	3
Системы кондиционирования		
1	Включение кондиционера только тогда, когда это необходимо	20-60 % от потребляемой ими электроэнергии
2	Исключение перегрева и переохлаждения воздуха в помещении	5-10 % экономии
3	Поддержание в рабочем состоянии регуляторов, поверхностей теплообменников и оборудования	2-5 % экономии
Систем освещения и электроснабжения зданий		
1	Замена ламп накаливания на люминесцентные, светодиодные	до 55-70 % от потребляемой ими электроэнергии
2	Замена люминесцентных ламп на лампы того же типа с более качественным люминофором (класс энергоэффективности А, А+)	до 25 % от потребляемой ими электроэнергии
3	Применение энергоэффективной пускорегулирующей аппаратуры (ПРА) газоразрядных ламп	15-20 % от потребляемой ими электроэнергии
4	Оптимизация системы освещения за счет установки нескольких выключателей и деления площади освещения на зоны или за счет секционного регулирования уровня светового потока (диммирование)	10-15 % от потребляемой ими электроэнергии
5	Установка датчиков движения для выключения освещения в отсутствии персонала	10-70 % от потребляемой ими электроэнергии
6	Подбор оптимальных цветов стен, предметов мебели для	8-15 % экономии
7	Содержание световых оконных проемов в чистоте	6-11 % экономии
Системы коммерческого и технического учета ТЭР		
1	Создание системы коммерческого и технического учета ТЭР	3-30 % от потребления ТЭР

Параметры внедренных типовых мероприятий по энергосбережению сформированы на основании среднестатистических данных Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации, НИУ МЭИ, ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, Группы компаний «Современные стандарты качества» – «ССК», а также с учетом данных

о полученных эффектах при реализации схожих проектов и мероприятиях на объектах естественных монополий в сфере электроэнергетики, тепло-; водоснабжения и водоотведения города Москвы.

Эффективность методов снижения энергопотребления в насосных системах

№	Методы снижения энергопотребления в насосных системах	Размер снижения энергопотребления
1	2	3
1.	Замена регулирования подачи задвижкой на регулирование частотным преобразователем	10 – 60 %
2.	Снижение частоты вращения	5 – 40 %
3.	Каскадное регулирование при помощи параллельной установки насосов	10 – 30 %
4.	Подрезка рабочего колеса, замена рабочего колеса	10 – 20 %
5.	Замена электродвигателей на более эффективные	1 – 3 %
6.	Замена насосов на более эффективные	1 – 2 %

Размер снижения энергопотребления в насосных системах сформированы по данным Гидравлического института США и Европейской ассоциации производителей насосов в разрезе мероприятий, которые приводят к снижению энергопотребления насосных систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
3. Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 № 1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений».
7. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденные Минэкономки Российской Федерации, Минфином Российской Федерации, Госстроем Российской Федерации 21.06.1999 № ВК 477.
8. Порядок определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденный приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 325.
9. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденная приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 326.
10. Приказ Минэкономразвития России от 17.02.2010 № 61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, который может быть использован в целях разработки региональных, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».
11. Перечень показателей надежности, качества, энергетической

- эффективности объектов централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, утвержденный приказом Минстроя России от 04.04.2014 № 162/пр.
12. Методические указания по расчету потерь горячей, питьевой и технической воды в централизованных системах водоснабжения при ее производстве и транспортировке, утвержденные приказом Минстроя России от 17.10.2014 № 640/пр.
 13. Методика определения расчетно-измерительным способом объемов потребления энергетического ресурса в натуральном выражении для реализации мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности, утвержденная приказом Минэнерго России от 04.02.2016 № 67.
 14. Закон города Москвы от 05.07.2006 № 35 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в городе Москве».
 15. И 34.70-028-86, РД 34.09.254. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: утверждена Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 31.03.1986.
 16. Методические рекомендации по определению потерь электрической энергии в городских электрических сетях напряжением 10(6)-0,4 кВ: утверждены Госстроем 23.04.2001.
 17. УДК 621.64(083.7). Методика определения фактических потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов водяных тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения: утверждена Минэнерго России 24.02.2004.
 18. Методические рекомендации по разработке программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства или муниципальных образований. – М.: ФГБУ «РЭА», 2010.
 19. Правила расчета потенциала энергосбережения при проведении энергетического обследования: утверждены решением заседания членов Правления Некоммерческого партнерства «Межрегиональный Альянс Энергоаудиторов». Протокол от 17.09.2012 № 3-ЗЧП. – М., 2012.
 20. Методическое пособие по расчету показателей эффективности энергосберегающих мероприятий (для регулируемых организаций) – Санкт-Петербург; ГКУ ЛО «ЦЭПЭ ЛО», 2013.
 21. Методические рекомендации по оценке эффективности энергосберегающих мероприятий – Томск: ИД ТГУ, 2014.
 22. Типовые методические указания по оценке плановой и фактической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии

- дочерних обществ АО «Россети»: утверждены распоряжением ОАО «Россети» от 14.04.2015 № 177р.
23. Методические рекомендации по расчету эффектов от реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. – НИУ МЭИ, 2016.
 24. Методика снижения неучтенных расходов и потерь воды в системах водоснабжения – М., ФАУ «Федеральный центр нормирования, стандартизации и оценки соответствия в строительстве» Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2018.
 25. В.Н. Поршневу, Л.В. Новикова. Мероприятия по энергосбережению и снижению потерь воды в системах городского водоснабжения // Энергосбережение. – 2004. – № 5 // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2616 (дата обращения 28.12.2020).
 26. Материалы СРО России в области энергетических обследований.
 27. Материалы по реализации мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности регулируемые организациями города Москвы: ПАО «Россети Московский регион», ПАО «Мосэнерго», ПАО «МОЭК», АО «Мосводоканал» и пр.