

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

**ИННОВАЦИОННЫЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Цель занятия: *изучить существующие энергосберегающие технологии, провести их анализ и отметить перспективы их совершенствования, рассмотреть инновационные подходы к энергосбережению в электроэнергетике.*

**1.1. Анализ инновационных энергосберегающих технологий,
используемых при передаче энергии**

Проблемы, связанные с потерями электроэнергии при её транспортировке и распределении, являются одними из самых острых в современной российской электроэнергетике. По оценкам экспертов, эти потери в среднем не должны быть более 7-9%, а в регионах с неблагоприятными условиями – 10-12%.

В связи с сокращением инвестиций в развитие и техническое перевооружение электрических и тепловых сетей, в совершенствование систем управления их режимами, учета электрической и тепловой энергии, возник ряд негативных тенденций, отрицательно влияющих на уровень потерь в сетях, таких как: устаревшее оборудование, физический и моральный износ средств учета энергии, несоответствие установленного оборудования передаваемой мощности. Данная проблема требует активного поиска новых путей ее решения и новых подходов к выбору соответствующих мероприятий.

Основными методами снижения потерь в тепловых сетях являются:

- периодическая диагностика и мониторинг состояния тепловых сетей;
- замена ветхих и наиболее часто повреждаемых участков тепловых сетей на основании результатов инженерной диагностики, с использованием современных теплоизоляционных конструкций;
- прочистка дренажей;
- восстановление (нанесение) антикоррозионного, тепло- и гидроизоляционного покрытий в доступных местах;
- повышение pH сетевой воды;

- обеспечение качественной водоподготовки подпиточной воды; организация электрохимзащиты трубопроводов;
- установка сильфонных компенсаторов;
- применение улучшенных трубных сталей и неметаллических трубопроводов;
- организация определения в режиме реального времени фактических потерь тепловой энергии в магистральных тепловых сетях по данным приборов учета тепловой энергии на тепловой станции и у потребителей с целью оперативного принятия решений по устранению причин возникновения повышенных потерь;
- усиление надзора при проведении аварийно-восстановительных работ со стороны административно-технических инспекций.

Основными мероприятиями по снижению потерь в электрических сетях являются:

- оптимизация схемных решений, при которой проводится анализ существующих схем в части построения городских электрических сетей; рассчитываются потери электроэнергии в элементах сети, в линиях электропередачи, в трансформаторах; определяется баланс активной и реактивной мощностей в узлах распределения потоков; оценивается эффективность работы сети по потерям электроэнергии, ее качеству у потребителя, загрузке сети реактивной мощностью и ее дефициту, надежности электроснабжения;
- перевод электрической сети (участков сети) на более высокий класс напряжения (что актуально для зон комплексной массовой застройки);
- компенсация реактивной мощности;
- регулирование напряжения в линиях электропередач;
- применение современного электротехнического оборудования, отвечающего требованиям энергосбережения (применение трансформаторов с сердечниками из аморфной стали, измерительных трансформаторов тока и напряжения с высоким классом точности и замена индукционных счетчиков на электронные позволит получать более объективную информацию о потерях в электрических распределительных сетях, снижая тем самым величину коммерческих потерь электроэнергии);
- снижение расхода электроэнергии на «собственные нужды» электроустановок;
- внедрение автоматизации и дистанционного управления электрическими распределительными сетями напряжением 6-20 кВ обеспечивает своевременное выявление неблагоприятных режимов работы сети и оперативное устранение этих

режимов в неблагоприятных ситуациях графиков нагрузок, позволяет избегать аварийных ситуаций массового отключения потребителей. Недопущение развития неблагоприятных режимов в электрических сетях в значительной мере влияет и на потери электроэнергии в сетях.

При передаче энергии в качестве энергосберегающих решений могут рассматриваться также следующие инновационные технологии:

в теплосетях:

- бесканальная прокладка теплопроводов типа "труба в трубе" в пенополиуретановой (ППУ) изоляции и полиэтиленовой оболочке с системой оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции (ОДК) и в пенополиминеральной (ППМ) изоляции, которые позволяют сократить потери тепловой энергии через изоляцию в 2-3 раза, устранить возможность повреждения трубопроводов от наружной коррозии на 80 %, снизить эксплуатационные расходы по обслуживанию тепло- проводов, снизить сроки строительства в 2-3 раза, снизить капитальные затраты при прокладке теплопроводов по сравнению с канальной прокладкой в 1,2 раза. ППУ изоляция рассчитана на длительное воздействие температуры теплоносителя до 130 0С и на кратковременное пиковое воздействие температуры до 150 0С, а ППМ изоляция – на длительную эксплуатацию при температуре 150 0С. Срок службы тепловых сетей с ППУ изоляцией прогнозируется на уровне 30 лет;
- новые схемы регулирования производительности насосно- перекачивающих и насосных станций с применением частотно- регулируемых приводов позволяют снизить расход электрической энергии при эксплуатации этих станций при перекачке теплоносителя на 10-15%;
- сильфонные компенсаторы, шаровая запорная арматура повышенной плотности, шаровая запорно-регулирующая арматура с гидроприводом сокращают потери тепла с утечкой теплоносителя на 5%;
- вентиляция каналов и камер снижает скорость коррозии трубопроводов, так как одной из причин коррозии является увлажнение тепловой изоляции;
- повышение значения pH сетевой воды позволяет снизить внутреннюю коррозию при условии поддержания в воде нормируемого содержания кислорода. Высокая степень защиты трубопроводов при $\text{pH} > 9,25$ определяется изменением свойств железокислородных пленок. Уровень повышения pH существенным образом зависит от содержания сульфатов и хлоридов в сетевой воде. При их больших концентрациях, значение pH должно быть выше;

- использование устройств комплексов электрохимической защиты (ЭХЗ) является единственным способом, кардинально повышающим срок службы действующих тепловых сетей на подтопленных и заиленных трассах. Электрохимическая защита должна применяться в качестве средства защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии путем катодной поляризации труб с помощью установок катодной, электродренажной защиты (поляризованных или усиленных электродренажей) или протекторов.

Для трубопроводов тепловых сетей с ППУ изоляцией с системой ОДК изоляции ЭХЗ не применяется.

Все вышеперечисленные технологии (внедрение антикоррозионных покрытий, гидроизоляция труб, вентиляция камер и каналов, электрохимзащита) позволяют увеличить срок службы трубопроводов тепловых сетей с 12-16 лет до 25 лет.

в электрических сетях:

- управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока (FACTS) позволяют осуществить не только регулирование значения напряжения (управляемые шунтирующие реакторы - УШР, статические тиристорные компенсаторы – СТК), но и реализовать новое качество регулирования в сетях – векторное, когда по заданным законам регулируется не только величина, но и фаза вектора напряжения в заданной точке энергосистемы. Данная технология позволит повысить пропускную способность линий электропередач вплоть до ограничения по нагреву проводов, обеспечить высокую степень устойчивости, принудительное (в соответствии с требованиями диспетчера) потокораспределение в сложной электрической сети, содержащей линии электропередачи различного класса напряжений.
- Последние, наиболее совершенные устройства FACTS (к примеру, СТАТКОМ), основаны на использовании мощных преобразовательных блоков на полностью управляемых полупроводниковых приборах. Они представляют собой многофункциональные устройства, которые могут обеспечить как поддержание напряжения в узле включения, так и компенсацию продольных и поперечных параметров примыкающих линий электропередач;
- использование явления «высокотемпературной» сверхпроводимости (сверхпроводниковые токоограничители, силовые кабели, трансформаторы, накопители энергии на основе высокотемпературной сверхпроводимости);
- полностью автоматизированные подстанции (применение микропроцессорных устройств во всех подсистемах автоматических систем управления подстанций).

Проведённый анализ рынка инновационных энергосберегающих технологий показал, что существует множество перспективных решений, решающих экономические, экологические, научно-технические и социальные проблемы страны. Важным представляется широкомасштабное применение данных технологий, так как они способны заменить энергетическое оборудование, используемое сегодня и которое в большинстве своем изношено физически и морально.

1.2 Методика оценки эффективности инновационных энергосберегающих технологий

Оценку эффективности инновационных решений следует проводить на основе анализа инновационного потенциала и динамики развития инновационной деятельности конкретного предприятия.

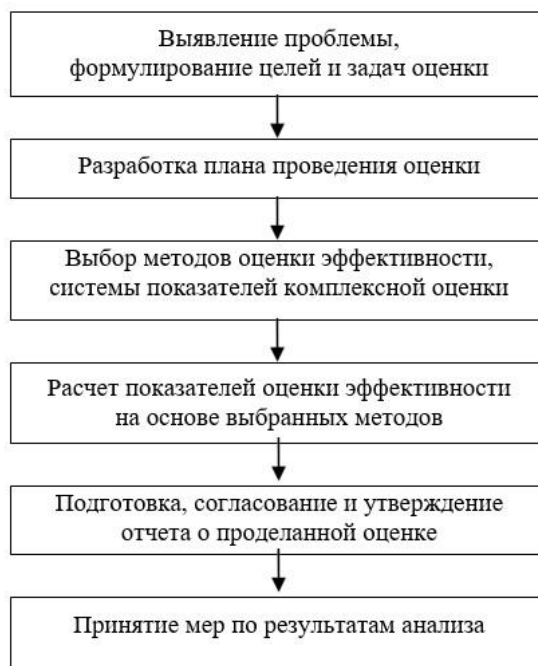


Рис.1. Основные этапы оценки эффективности ИЭТ

Основные этапы оценки эффективности инновационных энергосберегающих технологий можно представить следующим образом (рис.1).

После определения целей и задач оценки и разработки плана проведения оценки эффективности инновационных энергосберегающих технологий происходит отбор технологий из числа потенциально возможных, каждая из которых удовлетворяет всем заданным параметрам: экономическим ограничениям, социальным стандартам, экологическим требованиям, времени реализации и т.п. В число рассматриваемых технологий включаются наиболее прогрессивные, технико-экономические показатели

которых превосходят или соответствуют лучшим мировым достижениям (не только освоенным, но и намечаемым к выпуску в перспективе).

Одним из основных этапов оценки является выбор методики оценки эффективности, который следует делать с учетом целей и задач оценки эффективности и выбора показателей оценки.

Оценка экономической эффективности инновационных технологий в энергосбережении основана на сопоставлении сегодняшних капитальных затрат по проекту с окупающими их будущими возвратными денежными потоками. Соизмерение разновременных показателей осуществляется с учетом изменения реальной ценности денежных средств во времени путем приведения (дисконтирования) их к моменту начала реализации инновационного проекта.

Для приведения к настоящему моменту времени разновременных притоков денежных средств и инвестиций используется ставка дисконтирования (E), равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал.

Одним из наиболее распространенных на практике методов определения ставки дисконтирования является кумулятивный метод. Он основывается на следующих предположениях:

1. Если бы инвестиции были безрисковыми, то инвесторы требовали бы безрисковую доходность на свой капитал (то есть норму доходности, соответствующую норме доходности вложений в безрисковые активы);

2. Чем выше инвестор оценивает риск проекта, тем более высокие требования он предъявляет к его доходности.

Данные предположения позволяют учитывать премию за риск при расчете ставки дисконтирования следующим способом:

$$E = E_{rf} + E_1 + \dots + E_n,$$

где E – ставка дисконтирования;

E_{rf} – безрисковая ставка дохода;

$E_1 \dots E_n$ – рискованные премии по различным факторам риска.

Наличие того или иного фактора риска и величина рискованной премии определяются экспертным путем.

Обычно в качестве безрисковой процентной ставки берут процентную ставку по государственным облигациям. Так, для дисконтирования денежных потоков без учета рисков норма дисконта равна безрисковой ставке процента. Однако в случае оценки инновационных проектов мы имеем дело с различными видами рисков, поэтому ставка

дисконтирования непременно должна включать надбавку за риск. Причем, премия за риск, а, следовательно, и ставка дисконтирования, тем больше, чем ниже стадия жизненного цикла инновационного проекта. Это можно объяснить следующими причинами:

во-первых, на начальных стадиях инновационного проекта идея может себя не оправдать;

во-вторых, за время доведения инновационной энергосберегающей технологии до коммерческого использования может подвергнуться сомнению сам факт успешного коммерческого использования инновационного проекта;

в-третьих, затраты по инновационному проекту меньше на начальных этапах проекта и возрастают с каждой последующей стадией воплощения проекта.

Таким образом, в случае инновационных проектов надбавка за риск может достигать 10-20 %.

С использованием ставки дисконтирования рассчитываются следующие показатели оценки эффективности инновационных проектов согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», утверждённым Госстроем, Министерством экономики, Министерством финансов и Госкомпромом РФ № 7-12/47 от 31 марта 1994 г.:

1) **чистый дисконтированный доход (ЧДД):**

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^+) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} - K,$$

$$\text{где } K = \sum_{t=0}^T K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t},$$

R_t – результаты, достигаемые на t -ом шаге расчета;

Z_t^+ – затраты без учета капиталовложений;

K – сумма дисконтированных капиталовложений;

t – номер шага расчета в границах горизонта расчета T , годы;

E – ставка дисконтирования, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал, %.

Положительное значение ЧДД свидетельствует о целесообразности принятия инвестиционного проекта, а при сравнении альтернативных проектов наиболее выгодным считается проект с большей величиной чистой текущей стоимости.

Название чистой текущей стоимости может быть другим: чистая приведенная стоимость, чистый дисконтированный доход, интегральный эффект, чистый приведенный эффект.

2) **индекс доходности (ИД):**

$$ИД = \frac{1}{K} \cdot \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^+) \cdot \frac{1}{(1 + E)^t},$$

Если ИД > 1, проект эффективен,

если ИД < 1 – неэффективен,

если ИД = 1, проект не является ни прибыльным, ни убыточным, то есть отдача на вложенный капитал равна вложенному капиталу.

Индекс доходности тесно связан с ЧДД. Он строится из тех же элементов и его значение связано со значением ЧДД: если ЧДД положителен, то ИД > 1 и наоборот. Но в отличие от чистого дисконтированного дохода индекс доходности является относительным показателем. Он характеризует уровень доходов на единицу затрат. Чем больше значение этого показателя, тем выше отдача каждого рубля, инвестированного в данный проект. Благодаря этому показатель ИД удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения ЧДД (например, при сравнении двух проектов с одинаковыми значениями ЧДД, но разными объемами капиталовложений, более выгодным будет считаться проект, который обеспечивает большую эффективность вложений).

3) **внутренняя норма доходности (ВНД)** (норма рентабельности, норма прибыли, норма возврата инвестиций) – норма дисконта, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям:

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t^+)}{(1 + E_{вн})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{вн})^t}$$

Если расчет ЧДД инвестиционного проекта дает ответ на вопрос, является он эффективным или нет при некоторой заданной норме дисконта (E), то ВНД проекта определяется в процессе расчета и затем сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал.

В случае, когда ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, инвестиции в данный инновационный проект оправданы, и может рассматриваться вопрос о его принятии. В противном случае инвестиции в данный проект не целесообразны.

Если инновационный проект финансируется полностью за счет кредитных средств банка, то значение ВНД указывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которого делает данный проект экономически неэффективным.

4) *срок окупаемости инвестиций* ($T_{ок}$) минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта) за пределами которого интегральный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Существуют энергосберегающие технологии, способные окупить затраты на их приобретение в течение достаточно коротких сроков окупаемости (в пределах отопительного периода).

Перечисленные выше показатели могут рассчитываться в двух вариантах:

при дисконтировании поступающих доходов за срок эксплуатации энергосберегающих мероприятий – если полученные в результате инвестиций в энергосберегающие мероприятия промежуточные доходы используются в качестве оборотных средств (первая схема);

при наращении (капитализации) указанных доходов – если полученные в результате инвестиций в энергосберегающие мероприятия промежуточные доходы используются в виде «портфельных» инвестиций (вторая схема).

В зависимости от схемы использования получаемых промежуточных доходов указанные показатели рассчитываются по разным формулам.

К примеру, срок окупаемости инвестиций с учетом дисконтирования поступающих доходов за счет экономии энергоресурсов $T_{ок.д}$ согласно первой схеме рассчитывается по формуле:

$$T_{ок.д} = -\ln[1 - ET_0] / \ln[1 + E]$$

где T_0 – бездисконтный срок окупаемости инвестиций и определяется по формуле:

$$T_0 = \frac{K}{\Delta R}$$

где K – инвестиции в энергосберегающие мероприятия, руб.;

ΔR – ежегодный расчетный промежуточный доход за счет экономии энергоресурсов за весь срок эксплуатации энергосберегающих мероприятий, руб./год.

Срок окупаемости инвестиций при условии наращения поступающих доходов (капитализации) за счет экономии энергоресурсов по второй схеме рассчитывается:

$$T_n = \ln[1 + ET_0] / \ln[1 + E]$$

Методика оценки экономической эффективности модернизации энергетического оборудования, в том числе на основе использования инновационных технологий, базируется на определении показателя интегрального эффекта. Показатель интегрального эффекта представляет собой разность дисконтированных за расчетный период времени

доходов и затрат, то есть разность совокупного дохода и всех видов расходов за тот же период, рассчитанных нарастающим итогом, выраженных в форме рыночной стоимости:

$$\mathcal{E}_И = \mathcal{D}_И - \mathcal{Z}_И,$$

$$\mathcal{E}'_И = \mathcal{D}'_И - \mathcal{Z}'_И$$

где $\mathcal{E}_И, \mathcal{E}'_И$ – интегральный эффект варианта без модернизации и с модернизацией энергетического оборудования соответственно;

$\mathcal{D}_И, \mathcal{D}'_И$ – доход (выручка) от реализации продукции варианта без модернизации и с модернизацией соответственно;

$\mathcal{Z}_И, \mathcal{Z}'_И$ – интегральные затраты варианта без модернизации и с модернизацией соответственно.

Изменение интегрального эффекта от модернизации энергетического оборудования с использованием инновационных технологий представляет собой разницу между интегральным эффектом варианта с модернизацией и варианта без проведения модернизации:

$$\Delta \mathcal{E}_И = \mathcal{E}'_И - \mathcal{E}_И = (\mathcal{D}'_И - \mathcal{Z}'_И) - (\mathcal{D}_И - \mathcal{Z}_И) = \Delta \mathcal{D}_И - \Delta \mathcal{Z}$$

где $\Delta \mathcal{E}_И$ – изменение интегрального эффекта от проведения МЭО;

$\Delta \mathcal{D}_И$ – разница интегральных доходов вариантов с модернизацией и без модернизации ЭО;

$\Delta \mathcal{Z}_И$ – разница интегральных затрат вариантов с модернизацией и без модернизации.

Интегральный доход оценивается за расчетный период времени T по следующим формулам:

$$\mathcal{D}_И = \sum_{t=0}^T \frac{D_t}{(1+E)^t},$$

$$\mathcal{D}'_И = \sum_{t=0}^T \frac{D'_t}{(1+E)^t}$$

где D_t, D'_t – доход (выручка) от реализации продукции в момент времени t расчетного периода T ;

E – ставка дисконтирования.

В этом случае разницу интегральных доходов вариантов с модернизацией и без модернизации можно рассчитать по следующей формуле:

$$\Delta D_{II} = \frac{\sum_{t=0}^T (D'_t - D_t)}{(1+E)^t} = \frac{\sum_{t=0}^T \Delta D_t}{(1+E)^t}$$

При проведении модернизации за счет повышения надежности энергетического оборудования сокращается число часов вынужденного простоя оборудования, таким образом, увеличивается доход от реализации продукции:

$$\begin{aligned} \Delta D_t &= D'_t - D_t = (N'_{ty} \cdot t_{tэ} \cdot h'_{tp} - N_{ty} \cdot t_{tэ} \cdot h_{tp}) + (Q'_t \cdot t_{tГ} \cdot h'_{tp} - Q_t \cdot t_{tГ} \cdot h_{tp}) \\ &= \Delta h_{tp} (\Delta N_{ty} \cdot t_{tэ} + \Delta Q_t \cdot t_{tГ}) \end{aligned}$$

где N'_{ty} , N_{ty} – установленная мощность турбоагрегата с модернизацией и без модернизации;

$t_{tэ}$, $t_{tГ}$ – средний тариф на электроэнергию и тепловую энергию соответственно;

Q'_t , Q_t – тепловая мощность турбоагрегата с модернизацией и без модернизации;

h'_{tp} , h_{tp} – число часов вынужденного простоя при работе энергетического оборудования с модернизацией и без модернизации;

Δh_{tp} – изменение числа часов вынужденного простоя в связи с модернизацией;

ΔN_{ty} , ΔQ_t – изменение электрической установленной и тепловой мощности;

Δh_{tp} – изменение числа часов работы турбоагрегата.

Тогда интегральные затраты можно рассчитать следующим способом:

$$Z_{II} = \sum_{t=0}^T \frac{(K_t + I_t + Z_t^э)}{(1+E)^t},$$

$$Z'_{II} = \sum_{t=0}^T \frac{(K'_t + I'_t + Z_t'^э)}{(1+E)^t}$$

где K_t , K'_t – капиталовложения в вариант без модернизации и в вариант с модернизацией соответственно;

I_t , I'_t – текущие издержки при варианте без модернизации и при варианте с модернизацией соответственно;

$Z_t^э$, $Z_t'^э$ – затраты на вывод (демонтаж) ЭО при варианте без модернизации и варианте с модернизацией соответственно.

Изменение интегральных затрат на момент времени t периода T :

$$\Delta Z_{II} = \sum_{t=0}^T \frac{(\Delta K_t + \Delta I_t + \Delta Z_t^э)}{(1+E)^t}$$

где $\Delta I_t = K'_t - K_t$ – капиталовложения в модернизацию энергетического оборудования;

$\Delta I_t = I'_t - I_t$ – разница в текущих издержках вариантов с модернизацией и без модернизации энергетического оборудования;

$\Delta Z_t^6 = Z_t'^6 - Z_t^6$ – разница в затратах на демонтаж вариантов с модернизацией и без модернизации энергетического оборудования.

При модернизации энергетического оборудования с использованием инновационных технологий текущие издержки к моменту времени t периода T изменяются следующим образом:

1) затраты на топливо снижаются, так как уменьшается количество пусков энергоблока после неплановых ремонтов:

$$\Delta I_{tm} = I'_{tm} - I_{tm} = C_{tm} \cdot B'_{tm} - C_{tm} \cdot B_{tm} = C_{tm} \cdot \Delta B_{tm}$$

где C_{tm} – цена тонны условного топлива за период t ;

B'_{tm}, B_{tm} – расход топлива при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

ΔB_{tm} – экономия расхода топлива при модернизации энергетического оборудования.

2) затраты на оплату труда:

$$\Delta I_{tO} = I'_{tO} - I_{tO},$$

где I'_{tO}, I_{tO} – затраты на оплату труда при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно.

3) амортизационные отчисления:

$$\Delta I_{tA} = I'_{tA} - I_{tA} = n_A \cdot K'_t - n_A \cdot K_t = n_A \cdot \Delta K_t,$$

где I'_{tA}, I_{tA} – амортизационные отчисления при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

n_A – средняя норма амортизации энергетического оборудования.

4) затраты на ремонт ЭО снижаются за счет уменьшения количества не плановых ремонтов:

$$\Delta I_{tP} = I'_{tP} - I_{tP},$$

где I'_{tP}, I_{tP} – затраты на ремонт при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно.

5) прочие затраты (общезаводские расходы, оплата услуг сторонних организаций, в том числе расходы по испытаниям оборудования и др.):

$$\Delta I_{tIII} = I'_{tIII} - I_{tIII}$$

где I'_{tIII} , I_{tIII} – прочие затраты за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно.

Далее проводится оценка изменения интегрального эффекта, текущих издержек и интегральных затрат при проведении модернизации энергетического оборудования.

Изменение текущих издержек и интегральных затрат при проведении модернизации энергетического оборудования соответственно составит:

$$\Delta I_t = \sum_{t=0}^T \frac{(C_{tm} \cdot \Delta B_{tm} + n_A \cdot \Delta K_t + \Delta I_{tP})}{(1 + E)^t},$$

$$\Delta Z_{II} = \sum_{t=0}^T \frac{(\Delta K_t \cdot C_{tm} \cdot \Delta B_{tm} + n_A \cdot \Delta K_t + \Delta I_{tP})}{(1 + E)^t}$$

Тогда изменение интегрального эффекта, представляющего собой эффект от модернизации энергетического оборудования на основе инновационных технологий, может быть рассчитано по следующей формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_{II} = \sum_{t=0}^T \frac{[\Delta I_t - (\Delta K_t \cdot (1 + n_A) + C_{tm} \cdot \Delta B_{tm} + \Delta I_{tP})]}{(1 + E)^t}$$

Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов без учета дисконтирования может осуществляться на основе типовой методики сравнительной экономической эффективности по критерию минимума приведенных затрат:

$$Z = I + E_H K \rightarrow \min$$

где I – текущие расходы, руб./год;

K – капитальные затраты, руб.;

E_H – нормативный коэффициент эффективности дополнительных капитальных вложений.