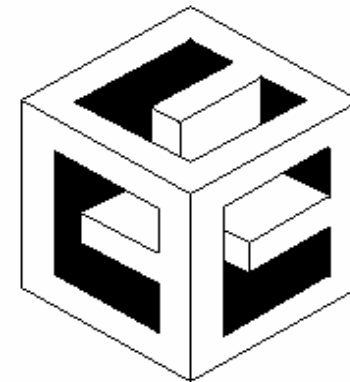


**В. С. МОГИЛА, М. А. ПАВЛОВ,
В. А. ИВЛЕВ, И. С. ЕВДАСЕВ**

**ПРИМЕНЕНИЕ
МНОГОТАРИФНОЙ СИСТЕМЫ ОПЛАТЫ
ЗА ПОТРЕБЛЕННУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ
НА ПРЕДПРИЯТИЯХ
БЕЛОРУССКОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ**

Пособие для слушателей курсов повышения квалификации



Гомель 2004

Министерство образования Республики Беларусь
Учреждение образования
«Белорусский государственный университет транспорта»
Институт повышения квалификации и переподготовки руководителей
и специалистов транспортного комплекса Республики Беларусь
Научно-исследовательский центр
экологической безопасности и энергосбережения на транспорте
Кафедра “Электрический подвижной состав”

В. С. МОГИЛА, М. А. ПАВЛОВ,
В. А. ИВЛЕВ, И. С. ЕВДАСЕВ

**ПРИМЕНЕНИЕ
МНОГОТАРИФНОЙ СИСТЕМЫ ОПЛАТЫ
ЗА ПОТРЕБЛЕННУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ
НА ПРЕДПРИЯТИЯХ
БЕЛОРУССКОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ**

Пособие для слушателей курсов повышения квалификации
Одобрено методической комиссией механического факультета

Гомель 2004

Рецензент – **О. М. Симаков**, начальник технического отдела службы электроснабжения Управления Белорусской железной дороги.

П 764 **Применение** многотарифной системы оплаты за потребленную электроэнергию на предприятиях Белорусской железной дороги: Пособие для слушателей курсов повышения квалификации / *Могила В. С., Павлов М. А., Ивлев В. А., Евдасев И. С.* – Гомель: БелГУТ, 2004. – 63 с.

Даны общие сведения об оплате за электрическую энергию и существующей тарифной системе. Приведена методика оценки эффективности многотарифной системы оплаты за потребленную электроэнергию с применением расчетных коэффициентов. Изложен алгоритм анализа суточных графиков нагрузки потребителей для определения эффективности тарифных подсистем. Произведена оценка эффективности применения двухставочно-дифференцированного тарифа на примере Минского вагоноремонтного завода. Предложены мероприятия по регулированию технологического процесса для повышения экономической эффективности оплаты за потребленную электроэнергию. В приложениях приведены перечень предприятий Белорусской железной дороги с присоединенной мощностью более 750 кВА и рекомендации по применению одной из тарифных подсистем.

Предназначено для слушателей курсов повышения квалификации при изучении дисциплины «Основы энергосбережения». Может быть полезно для инженерно-технического персонала служб и дистанций электроснабжения железных дорог, а также железнодорожных предприятий с присоединенной мощностью более 750 кВА.

УДК 621.331: 621.311

ОГЛАВЛЕНИЕ

Определения	3
Обозначения и сокращения	5
Введение.....	6
1 Общие сведения об оплате за электрическую энергию и существующей тарифной системе.....	7
2 Обзор зарубежных систем оплаты за электроэнергию.....	12
3 Эффективность системы оплаты за электроэнергию по существующей тарифной системе.....	13
3.1 Общие сведения об оценке эффективности применения тарифов	13
3.2 Методика оценки эффективности с применением расчетных коэффициентов.....	14
3.2.1 Пиковый график нагрузки.....	17
3.2.2 Выпуклый в зоне утреннего пика график нагрузки	18
3.2.3 Ровный график нагрузки.....	18
3.2.4 Полупиковый график нагрузки.....	19
3.2.5 Вогнутый в зоне утреннего пика график нагрузки.....	20
3.2.6 Ночной график нагрузки.....	20
3.2.7 Анализ эффективности применения тарифов для рассмотренных идеализированных графиков нагрузки	21
3.3 Динамика изменения основной и дополнительной тарифных ставок	26
4 Алгоритм анализа графиков нагрузки потребителей	27
5 Общие сведения о регулировании графика нагрузки для повышения эффективности применения двухставочно-дифференцированного тарифа	29
6 Оценка эффективности применения двухставочно-дифференцированного тарифа на Минском вагоноремонтном заводе.....	31
6.1 Краткая характеристика предприятия	31
6.2 Регулирование графика нагрузки.....	34
7 Автоматизированная система контроля и учета мощности и расхода электроэнергии	37
Список использованных источников.....	40
Приложение А Перечень организаций и обособленных структурных подразделений Белорусской железной дороги, имеющих присоединенную мощность более 750 кВА	41
Приложение Б Эффективность применения тарифной системы и рекомендации по выбору тарифной подсистемы	42
Приложение В Возможность регулирования графика нагрузки Минского вагоноремонтного завода для повышения эффективности применения двухставочно-дифференцированного тарифа по оплате за электроэнергию.....	57

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данном пособии применяются следующие термины и определения:

энергоснабжающая организация – организация Белорусского энергетического концерна, осуществляющая на договорной основе снабжение электрической энергией потребителей через присоединенные сети;

потребитель электрической энергии (далее – потребитель) – юридическое лицо, электрические сети и электроустановки которого присоединены к сетям энергоснабжающей организации;

абонент – потребитель, электрические сети и электроустановки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации, имеющий с ней границу балансовой принадлежности электрической сети и заключенный договор на снабжение электрической энергией;

субабонент – потребитель, электрические сети и электроустановки которого непосредственно присоединены к электрическим сетям абонента энергоснабжающей организации, имеющий с ним границу балансовой принадлежности электрической сети и заключенный договор на снабжение электрической энергией;

граница балансовой принадлежности электрической сети – линия имущественного разделения электрических сетей между энергоснабжающей организацией и абонентом (или абонентом и субабонентом), обозначенная на электрической схеме и зафиксированная двухсторонним актом разграничения прав собственности (хозяйственного ведения, оперативного управления) на указанные электрические сети;

присоединенная мощность – суммарная номинальная мощность силовых трансформаторов и электроприемников потребителя напряжением выше 1000 В, присоединенных к электрической сети энергоснабжающей организации;

расчетный учет электрической энергии – учет вырабатываемой (генерируемой), отпускаемой или потребляемой электрической энергии для денежного расчета за нее;

расчетный счетчик – счетчик электрической энергии, используемый для расчетного учета и контроля вырабатываемой (генерируемой), отпускаемой

или потребляемой электрической энергии и мощности, величины которых подлежат оплате;

контрольный счетчик – счетчик электрической энергии, используемый для технического учета и контроля вырабатываемой (генерируемой), отпускаемой или потребляемой электрической энергии и мощности, величины которых подлежат контролю;

расчетный период – период времени (месяц), за который должны быть учтены и оплачены абонентом (субабонентом) потребленная электрическая энергия и мощность;

расчетная автоматизированная система контроля и учета электрической мощности и энергии (далее – расчетная автоматизированная система) – совокупность технических средств, с помощью которых у абонентов (субабонентов) осуществляется централизованный контроль (и фиксация) наибольшей получасовой совмещенной электрической мощности, потребляемой (или генерируемой) в часы максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы, и учет потребляемой (или генерируемой) электрической энергии (в том числе раздельный по тарифным зонам суток), величины которых подлежат оплате;

двухставочный тариф – тариф для промышленных и приравненных к ним потребителей, предусматривающий основную плату (за договорную или фактическую величину наибольшей получасовой совмещенной активной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок энергосистемы) и дополнительную плату (за фактическое количество потребленной активной энергии) за расчетный период;

основная ставка двухставочного тарифа – цена за 1 кВт договорной или фактической величины наибольшей потребляемой активной мощности, принимаемая в соответствии с Декларацией об уровне тарифов на электрическую энергию, реализуемую организациями Белорусского государственного энергетического концерна (далее – Декларация об уровне тарифов на электрическую энергию, утверждаемая в установленном порядке Министерством экономики Республики Беларусь);

дополнительная ставка двухставочного тарифа – цена 1 кВт·ч потребляемой активной энергии, принимаемая в соответствии с Декларацией об уровне тарифов на электрическую энергию;

тарифная зона суток – промежутки времени суток, в течение которых на протяжении расчетного периода действует установленный тарифный коэффициент;

тарифный коэффициент – коэффициент (повышающий, понижающий или равный 1,0) к дополнительной ставке двухставочного тарифа.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АСКУЭ – Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии

БЖД – Белорусская железная дорога

ВРЗ – вагоноремонтный завод

ДД-тариф – двухставочно-дифференцированный тариф

Д-тариф – двухставочный тариф

ИТР – инженерно-технический работник

КР – капитальный ремонт

НД – неосновная деятельность

ОД – основная деятельность

ВВЕДЕНИЕ

В данном пособии рассматривается система электроснабжения предприятий БЖД с присоединенной мощностью 750 кВА и более. Для них принята тарифная система оплаты электроэнергии [3]. В зависимости от выбора подсистемы тарифов величина оплаты за электроэнергию будет разной, поэтому разработка методики, позволяющей определить экономическую эффективность одной из тарифных подсистем, является актуальной задачей и позволит сэкономить денежные средства предприятий БЖД. Существующие методики [5] не позволяют оценить уровень экономической эффективности данных подсистем при изменении некоторых начальных условий, не создан алгоритм анализа исходных данных, не разрабатывались мероприятия для повышения эффективности тарифной системы для предприятий БЖД.

Коллективами сотрудников Научно-исследовательского центра экологической безопасности и энергосбережения на транспорте (руководитель – докт. техн. наук, профессор *В. М. Овчинников*) и кафедры «Электрический подвижной состав» (заведующий – канд. техн. наук, доцент *В. С. Могила*) Белорусского государственного университета транспорта разработаны алгоритм и методика полного анализа эффективности применения тарифной системы, а также инструкции для экспресс-анализа графиков нагрузок предприятия и расчета эффективности применения существующей тарифной системы.

Разработанная методика позволяет: произвести полный и экспресс-анализы точного графика нагрузки предприятия для определения уровня эффективности применения тарифной системы при изменении основной и дополнительной тарифных ставок; проанализировать технологический процесс предприятия с целью повышения эффективности применения тарифной системы.

На примере Минского вагоноремонтного завода показана возможность повышения экономической эффективности перехода на многотарифный расчет за электроэнергию по зонам суток.

В дальнейшем рекомендуется использовать результаты данных исследований для выбора одной из тарифных подсистем и разработки мероприятий по повышению экономической эффективности применения тех или иных тарифов на оплату электроэнергии.

Авторы выражают особую благодарность за оказанную помощь в сборе статистических данных, проведении измерений, а также ценные советы и замечания по методике расчета *О. Н. Ближнему* (главному энергетику Минского ВРЗ) и *А. В. Шабуне* (ведущему инженеру Минского ВРЗ).

Замечания и предложения по результатам работы направлять по адресу:
246653, г. Гомель, ул. Кирова, 34, БелГУТ, НИЦ Э и ЭТ
факс (8-0232) 95-36-68, e-mail: eps@belsut.gomel.by.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЛАТЕ ЗА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ И СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ТАРИФНОЙ СИСТЕМЕ

Постановлением Минэкономики и Минэнерго Республики Беларусь от 16.10.2002 г. № 228/16 отменена «Временная инструкция расчетов потребителей за электрическую энергию по зонам суток» [1, 2], действовавшая с 1996 г. Вместо нее Постановлением Министерства энергетики от 16.10.2002 г. № 17, согласованным с Министерством экономики, утверждена «Инструкция по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы» (далее – Инструкция) (зарегистрирована в Национальном реестре правовых актов Республики Беларусь 06.11.2002 г. под № 8/8732). Президент концерна «Белэнерго» приказом № 188 от 18.11.2002 г. обязал предприятия электроэнергетики, в том числе и БЖД, принять ее к руководству и исполнению. Сопроводительное письмо № 09/1111 от 18.12.2002 г. к рассылаемой инструкции гласит, что распоряжением вице-президента концерна с 01.01.2003 г. для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью 750 кВА и выше установлены единые для всех расчетов периоды контроля и фиксации наибольшей потребляемой активной мощности: $8^{00} - 11^{00}$ (утренний пик) и $17^{00} - 20^{00}$ (вечерний пик).

Инструкция [3] устанавливает порядок применения двухставочного тарифа и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифа (далее – двухставочно-дифференцированный тариф) на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы. Она распространяется на энергоснабжающие организации Белорусского государственного энергетического концерна промышленных и приравненных к ним потребителей электрической энергии с присоединенной мощностью 750 кВА и выше, имеющих расчетную автоматизированную систему контроля и учета электрической мощности и энергии.

Двухставочный и двухставочно-дифференцированный тарифы предназначены для усиления экономической заинтересованности промышленных и приравненных к ним потребителей в выравнивании и уплотнении суточных графиков нагрузок путем снижения потребляемой мощности и уменьшения потребления энергии в часы максимальных нагрузок энергосистемы и увеличения электропотребления в часы минимальных нагрузок (ночного провала нагрузок) энергосистемы. Применение указанных тарифов дает возможность потребителям, осуществляющим мероприятия по выравниванию и уплотнению суточных графиков нагрузок, снижать средний тариф на 1 кВт·ч потребляемой активной энергии за расчетный период и тем самым уменьшать энергетическую составляющую в себестоимости производимой продукции.

При применении двухставочно-дифференцированного тарифа отдельный

учет потребляемой активной энергии должен осуществляться в трех тарифных зонах суток: ночной, полупиковой и пиковой, продолжительность и границы которых для промышленных и приравненных к ним потребителям с присоединенной мощностью 750 кВА и выше устанавливаются в Инструкции [3].

Потребитель, имеющий расчетную автоматизированную систему учета потребления электроэнергии и рассчитывающийся за электропотребление по двухставочному тарифу с основной платой за договорную величину наибольшей потребляемой активной мощности, вправе, по согласованию с энергоснабжающей организацией, выбрать для себя, исходя из сменности работы, особенностей технологии производства и экономической целесообразности, любой из двух видов тарифов:

- либо двухставочный тариф с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности;
- либо двухставочно-дифференцированный тариф с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности.

Расчетная автоматизированная система должна состоять из следующих технических средств: расчетных счетчиков активной энергии (индукционных или электронных), оснащенных телеметрическими датчиками (импульсный выход, цифровой интерфейс связи), и сопряженного с ними посредством линий связи специального электронного программируемого многотарифного суммирующего устройства (далее – сумматор), осуществляющего фиксацию величин наибольшей получасовой совмещенной активной мощности, потребляемой в утренние и вечерние часы максимальных нагрузок энергосистемы, и отдельный учет потребляемой активной энергии в тарифных зонах суток.

При применении двухставочного и двухставочно-дифференцированного тарифов потребитель обязан в установленные сроки в письменной форме заявлять в энергоснабжающую организацию величины наибольшей активной мощности и количество активной энергии, планируемые к потреблению на календарные периоды времени (год, квартал, месяц, сутки), а также вправе их корректировать на тех же условиях и в те же сроки, что и при применении двухставочного тарифа с основной платой за договорную величину наибольшей потребляемой активной мощности.

При применении двухставочного и двухставочно-дифференцированного тарифов основная плата (за активную мощность) за расчетный период первоначально рассчитывается по следующим формулам соответственно:

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{д}}^{\text{м}} &= a P_{\text{д}}^{\text{max}}, \\ \Pi_{\text{дд}}^{\text{м}} &= a k_{\text{а}} P_{\text{д}}^{\text{max}}, \end{aligned}$$

где a – основная ставка двухставочного тарифа, руб./кВт;

$k_{\text{а}}$ – понижающий коэффициент к основной ставке двухставочного тарифа;

$P_{\text{д}}^{\text{max}}$ – договорная величина наибольшей получасовой совмещенной активной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок энергосистемы, кВт.

Фактическая величина наибольшей потребляемой активной мощности за расчетный период в общем случае рассчитывается по формуле

$$P_{\phi}^{\max} = P_{\text{изм}}^{\max} + \Delta P - P_{\text{суб}},$$

где $P_{\text{изм}}^{\max}$ – измеренная (вычисленная и зафиксированная) сумматором величина наибольшей получасовой совмещенной активной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок энергосистемы (за вычетом активной мощности, потребляемой субабонентами, расчетные счетчики которых включены в состав расчетной автоматизированной системы), кВт;

ΔP – суммарные потери активной мощности в питающих линиях и силовых трансформаторах потребителя (между границами балансовой принадлежности электрической сети и точками подключения к схеме сети соответствующих расчетных счетчиков), кВт;

$P_{\text{суб}}$ – суммарная расчетная активная мощность, потребляемая в часы максимальных нагрузок энергосистемы субабонентами, расчетные счетчики которых не включены в состав расчетной автоматизированной системы, кВт.

Полное количество активной энергии, потребленной за расчетный период в общем случае рассчитывается по формуле

$$W = W_{\text{изм}} + \Delta W + W_{\text{сн}} - W_{\text{суб}},$$

где $W_{\text{изм}}$ – измеренное (учтенное) сумматором количество потребленной активной энергии (за вычетом количества активной энергии, потребляемой субабонентами, расчетные счетчики которых включены в состав расчетной автоматизированной системы), кВт·ч;

ΔW – суммарные потери активной энергии в питающих линиях и силовых трансформаторах потребителя (между границами балансовой принадлежности электрической сети и точками подключения к схеме сети соответствующих расчетных счетчиков), кВт·ч;

$W_{\text{сн}}$ – суммарное количество активной энергии, учтенной расчетными счетчиками на трансформаторах собственных нужд распределительных устройств потребителя (если энергия, потребляемая на собственные нужды распределительных устройств, не учитывается расчетными счетчиками на вводах питающих линий), кВт·ч;

$W_{\text{суб}}$ – суммарное количество активной энергии, потребленной субабонентами (включая производственную столовую потребителя), расчетные счетчики которых не включены в состав расчетной автоматизированной системы, кВт·ч.

При применении двухставочно-дифференцированного тарифа

$$W_{\text{изм}} = W_{\text{изм}}^{\text{н}} + W_{\text{изм}}^{\text{пп}} + W_{\text{изм}}^{\text{п}},$$

где $W_{\text{изм}}^{\text{н}}$, $W_{\text{изм}}^{\text{пп}}$, $W_{\text{изм}}^{\text{п}}$ – измеренное (учтенное) сумматором количество активной энергии, потребленной соответственно в ночной, полупиковой и пиковых тарифных зонах суток (за вычетом количества активной энергии, потребляемой субабонентами, расчетные счетчики которых включены в состав расчетной автоматизированной системы), кВт·ч.

Величины ΔW , $W_{\text{сн}}$, $W_{\text{суб}}$ допускается распределять по тарифным зонам суток за расчетный период пропорционально следующим соотношениям:

$$\frac{W_{\text{изм}}^{\text{н}}}{W_{\text{изм}}}, \frac{W_{\text{изм}}^{\text{пп}}}{W_{\text{изм}}}, \frac{W_{\text{изм}}^{\text{п}}}{W_{\text{изм}}}.$$

При применении двухставочного и двухставочно-дифференцированного тарифов полная оплата за потребленную активную мощность и энергию за расчетный период рассчитывается по следующим формулам соответственно:

$$\begin{aligned} \text{П}_{\text{д}} &= a P_{\phi}^{\max} + b W, \\ \text{П}_{\text{д}} &= a k_{\text{а}} P_{\phi}^{\max} + b (k_{\text{н}} W^{\text{н}} + k_{\text{пп}} W^{\text{пп}} + k_{\text{п}} W^{\text{п}}), \end{aligned}$$

где $k_{\text{н}}$, $k_{\text{пп}}$, $k_{\text{п}}$ – соответственно ночной, полупиковой и пиковых тарифные коэффициенты к дополнительной ставке двухставочного тарифа;
 b – дополнительная ставка двухставочного тарифа, руб./кВт;

$W^{\text{н}}$, $W^{\text{пп}}$, $W^{\text{п}}$ – количество активной энергии, потребленной соответственно в ночной, полупиковой и пиковых тарифных зонах суток (определяется в соответствии с пунктом 24 [3]), кВт·ч.

При этом полное количество активной энергии, потребленной за расчетный период,

$$W = W^{\text{н}} + W^{\text{пп}} + W^{\text{п}}.$$

По истечении расчетного периода потребитель обязан представить в энергоснабжающую организацию в установленный срок в письменной форме сведения о значениях величин $P_{\text{изм}}^{\max}$ и $W_{\text{изм}}$ с разделением по зонам суток ($W_{\text{изм}}^{\text{н}}$, $W_{\text{изм}}^{\text{пп}}$, $W_{\text{изм}}^{\text{п}}$), а также показания сумматора и всех расчетных счетчиков активной энергии на начало и конец расчетного периода.

Если фактическая величина наибольшей потребляемой активной мощности P_{ϕ}^{\max} в расчетный период не превысила договорной величины $P_{\text{д}}^{\max}$, то в первых числах очередного расчетного периода производится перерасчет основной платы по величине P_{ϕ}^{\max} .

В случае превышения за расчетный период договорных величин наибольшей потребляемой активной мощности и (или) потребления активной энергии потребитель обязан оплатить величины превышения потребления активной мощности и (или) энергии на тех же условиях, что и при применении двухставочного тарифа с основной платой за договорную величину наибольшей потребляемой активной мощности. При расчете платы за превышение договорной величины наибольшей

потребляемой активной мощности понижающий коэффициент k_a не применяется.

Ночная тарифная зона суток соответствует по продолжительности и границам часам минимальных нагрузок энергосистемы.

Пиковая тарифная зона суток соответствует по продолжительности и границам утренним часам максимальных нагрузок энергосистемы.

Полупиковая тарифная зона суток охватывает промежутки времени между окончанием ночной и началом пиковой тарифных зон, а также между окончанием пиковой и началом ночной тарифных зон, включая в себя вечерние часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Значение понижающего коэффициента k_a устанавливается равным 0,5 [3].

Значение полупикового тарифного коэффициента $k_{\text{пн}}$ устанавливается равным 1,0 [3].

Тарифные коэффициенты k_n и k_p определяются расчетным путем, их значения зависят от количества календарных дней в расчетном периоде (месяце) и корректируются, в обязательном порядке, в случае изменения соотношения между базовыми значениями ставок (a и b) двухставочного тарифа в Декларации об уровне тарифов за электрическую энергию [4].

Продолжительность и границы тарифных зон суток для всех расчетных периодов (месяцев) календарного года являются единичными и устанавливаются следующими [3]:

- ночная: $t_n = 7$ ч (с 23⁰⁰ до 6⁰⁰);
- полупиковая: $t_{\text{пн}} = 14$ ч (с 6⁰⁰ до 8⁰⁰ и с 11⁰⁰ до 23⁰⁰);
- пиковая: $t_p = 3$ ч (с 8⁰⁰ до 11⁰⁰).

Тарифные коэффициенты k_n и k_p (при $k_{\text{пн}} = 1,0$ и указанных выше продолжительности и границах тарифных зон суток) рассчитываются по формулам:

$$k_n = 1 - \frac{a k_a (4t_p - t_n)}{b d_k (t_n - t_p)}, \quad (1.1)$$

$$k_p = 1 + \frac{a k_a (4t_p - t_n)}{b d_k (t_n - t_p)}, \quad (1.2)$$

где d_k – календарное количество дней в расчетном периоде, дн.

Декларацией об уровне тарифов, введенной в действие с 01.07.2002 г., в первом варианте установлены $a = 6573,2$ руб./кВт, $b = 61,0$ руб./кВт·ч.

При этих тарифах были вычислены расчетные значения тарифных коэффициентов для разных по продолжительности расчетных периодов (месяцев). Расчетные значения тарифных коэффициентов представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Расчетные значения тарифных коэффициентов

Календарное количество дней в расчетном периоде d_k	Тарифные коэффициенты		
	k_n	$k_{\text{пн}}$	k_p
28	0,759470141	1	2,202649297
29	0,767764274	1	2,161178632
30	0,775505464	1	2,122472678
31	0,782747224	1	2,086263882

2 ОБЗОР ЗАРУБЕЖНЫХ СИСТЕМ ОПЛАТЫ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

В процессе исследований авторами была поставлена задача: рассмотреть системы оплаты за электроэнергию в зарубежных странах.

В России для каждого отдельного региона (иногда и для отдельных предприятий) установлены разные уровни тарифов по оплате за электроэнергию и величины тарифных коэффициентов при многотарифном расчете за электроэнергию. Кроме этого, тарифы дифференцируются по уровню напряжения (высокое – 110 кВ, среднее – 35...6 кВ, низкое – 0,4 кВ), видам потребителей (промышленные, непромышленные и т. д. – всего около 20 групп) и производится оплата за генерацию и потребление реактивной энергии [9]. Поэтому сложность проведения сравнительного анализа очевидна. В среднем для России величины тарифных коэффициентов при многотарифном расчете:

- ночной тарифный коэффициент – 33,3 % от полупикового;
- пиковый тарифный коэффициент – 185,2 % от полупикового.

При сравнении с величинами тарифных коэффициентов для Республики Беларусь (77 % и 215 % соответственно) можно сделать вывод, что в России переход на многотарифный расчет более эффективен.

Если рассматривать страны дальнего зарубежья, то, например, в Канаде, которая достаточно близка к Республике Беларусь по климатическим условиям, действует более 60 тарифов (в отличие от нескольких у нас). Каждый из них строго обоснован и зависит от тех или иных условий потребления электроэнергии. Кроме этого используются системы оплаты, дифференцированные не только по времени суток (2, 3, 4 или более зон), но и по времени года. Данный метод получил достаточно широкое распространение по той причине, что он в равной степени выгоден как потребителям, так и поставщикам и производителям электрической энергии. Выгода энергосистемы в том, что за счет снижения неравномерности электропотребления снижается себестоимость вырабатываемой электроэнергии. Исходя из себестоимости производства электроэнергии в различных зонах графика нагрузки, большинство стран мира устанавливает соотношение тарифов для промышленности и населения в пределах 1/(1,6...2,7), т. е. тариф для населения в 1,8...2,7 раза выше среднего тарифа промышленных потребителей. В нашей республике промышленность платит за 1 кВт·ч электроэнергии примерно в 3,5 раза больше коммунально-бытового сектора.

В результате можно сделать вывод, что принятая система оплаты электроэнергии в Республике Беларусь далека от совершенства и поэтому идет по пути интенсивного развития. Применение более гибких тарифных планов будет возможно при широком внедрении АСКУЭ. В настоящее время идет подготовка к принятию «Инструкции по применению скидок и надбавок к тарифам на активную электрическую мощность и энергию за потребление и генерацию реактивной мощности и энергии» [10].

3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ОПЛАТЫ ЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ПО СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ТАРИФНОЙ СИСТЕМЕ

3.1 Общие сведения об оценке эффективности применения тарифов

Используемая система тарифов состоит из трех независимых подсистем, которые могут использоваться промышленными потребителями на альтернативной основе:

- *двухставочный тариф (Д-тариф)* с основной ставкой a (ценой $a = A$ руб./кВт) за 1 кВт заявленной договорной величины P_3^{\max} наибольшей потребляемой активной мощности в часы обоих пиков энергосистемы и дополнительной ставкой b ($b = B$ руб./кВт·ч) за 1 кВт·ч потребляемой активной энергии;

- *двухставочный тариф (Д-тариф)* с основной ставкой a за 1 кВт фактической величины P_{ϕ}^{\max} наибольшей потребляемой активной мощности в часы обоих пиков энергосистемы и дополнительной ставкой b за 1 кВт·ч потребляемой активной энергии;

- *двухставочно-дифференцированный тариф (ДД-тариф)* с основной ставкой a за 1 кВт фактической величины P_{ϕ}^{\max} наибольшей потребляемой активной мощности в часы обоих пиков энергосистемы, дополнительной ставкой b за 1 кВт·ч потребляемой активной энергии и тремя тарифными коэффициентами к этой дополнительной ставке: k_n – для ночной зоны суток, $k_{\text{пп}}$ – для полупиковой, $k_{\text{п}}$ – для пиковой зоны суток.

Значения коэффициентов k_n и $k_{\text{п}}$ зависят от количества дней d_k в расчетном месяце (28 – 31 день), от соотношения базовых ставок a/b и длительностей тарифных зон t_n и $t_{\text{п}}$ и представлены в таблице 1.1.

Экономическая эффективность используемой тарифной системы определяется из условия, что тарифицируемой величиной мощности является получасовая мощность, т. е. мощность, усредненная за получас, начало или конец которого совпадает с часовой меткой поясного времени.

Применение двух последних тарифных подсистем на предприятиях БЖД возможно лишь при наличии на предприятии АСКУЭ.

При рассмотрении полной платы по каждому из тарифов удобнее перейти к расчету за одни сутки. Полная плата за мощность и энергию независимо от тарифной системы

$$\Pi_{\text{сут}}^{\text{п}} = \Pi_{\text{сут}}^{\text{м}} + \Pi_{\text{сут}}^{\text{э}}, \quad (3.1)$$

где $\Pi_{\text{сут}}^{\text{м}}$ – плата за мощность в сутки, руб.;

$\Pi_{\text{сут}}^{\text{э}}$ – плата за энергию в сутки, руб.

Тогда полная суточная плата по Д-тарифу с основной платой за заявленную мощность

$$\Pi_{\text{сут}}^{\text{п(з)}} = \frac{a P_3^{\max}}{d_k} + b W_{\text{сут}}, \quad (3.2)$$

где $W_{\text{сут}}$ – электроэнергия, потребленная за сутки, кВт·ч.

Полная суточная плата по Д-тарифу с основной платой за фактическую мощность

$$\Pi_{\text{сут}}^{\text{п(ф)}} = \frac{a P_{\phi}^{\max}}{d_k} + b W_{\text{сут}}. \quad (3.3)$$

Полная суточная плата по ДД-тарифу с основной платой за фактическую мощность

$$\Pi_{\text{дсут}}^{\text{п}} = \frac{k_a a P_{\phi}^{\max}}{d_k} + b(k_n W_n + k_{\text{пп}} W_{\text{пп}} + k_{\text{п}} W_{\text{п}}), \quad (3.4)$$

где W_n , $W_{\text{пп}}$, $W_{\text{п}}$ – энергия, потребленная соответственно в ночную, полупиковую и пиковую зону суток, кВт.

При рассмотрении экономической эффективности используемых тарифов получасовые суточные графики нагрузки потребителей удобно усреднять по зонам суток (ночная, полупик, пик). При этом расчет усредненных графиков ведется по формуле

$$P_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n P_i / n, \quad (3.5)$$

где P_i – i -я получасовая мощность на временном интервале конкретной зоны суток, кВт;

n – количество получасовых мощностей на этом интервале (для ночной зоны $n = 14$, для полупиковой $n = 28$, для пиковой $n = 6$).

3.2 Методика оценки эффективности с применением расчетных коэффициентов

В результате проведенных исследований была разработана методика оценки эффективности применения одной из тарифных подсистем для получения минимальной оплаты за потребленную электроэнергию.

При рассмотрении методики расчета экономической эффективности, представленной в [5], были выявлены следующие недостатки:

- базовые уравнения были рассчитаны только для конкретных основной и дополнительной ставок, что приведет к сложности определения эффективности при их изменении;

- не рассмотрена эффективность перехода от Д-тарифа по заявленной мощности к Д-тарифу по фактической мощности.

Поэтому авторами была поставлена задача: разработать методику, которая могла бы избежать этих недостатков, а также позволила дать исчерпывающие инструкции работникам предприятий БЖД для экспресс-анализа графиков нагрузки предприятия и расчета эффективности применения существующей тарифной системы.

Расчет оплат по тарифам, а также эффективности применения тарифной системы будем вести за одни сутки. Разделив обе части уравнений (3.3) и (3.4) на величину дополнительной тарифной ставки b , получим

$$\frac{\Pi_{\text{дсут}}^{\text{п(ф)}}}{b} = \frac{k_{\text{т}} P_{\text{ф}}^{\text{max}}}{d_{\text{к}}} + W_{\text{сут}}, \quad (3.6)$$

$$\frac{\Pi_{\text{ддсут}}^{\text{п}}}{b} = \frac{k_{\text{а}} k_{\text{т}} P_{\text{ф}}^{\text{max}}}{d_{\text{к}}} + k_{\text{н}} W_{\text{н}} + k_{\text{пп}} W_{\text{пп}} + k_{\text{п}} W_{\text{п}}, \quad (3.7)$$

где $k_{\text{т}}$ – тарифный коэффициент, равный отношению основной ставки a к дополнительной ставке b , ч^{-1} .

Суточное потребление энергии для ДД-тарифа

$$W_{\text{сут}} = P_{\text{ср}}^{\text{н}} t_{\text{н}} + P_{\text{ср}}^{\text{пп}} t_{\text{пп}} + P_{\text{ср}}^{\text{п}} t_{\text{п}}. \quad (3.8)$$

Учитывая продолжительность суточных зон ($t_{\text{н}} = 7$ ч, $t_{\text{пп}} = 14$ ч, $t_{\text{п}} = 3$ ч) в (3.8), найдем энергию, потребленную в полупиковой зоне,

$$W_{\text{пп}} = W_{\text{сут}} - 3P_{\text{ср}}^{\text{н}} - 7P_{\text{ср}}^{\text{п}}. \quad (3.9)$$

При подстановке продолжительности зон суток и выражения (3.9) в (3.7) получим

$$\frac{\Pi_{\text{ддсут}}^{\text{п}}}{b} = \frac{k_{\text{а}} k_{\text{т}} P_{\text{ф}}^{\text{max}}}{d_{\text{к}}} + k_{\text{пп}} W_{\text{сут}} + 3P_{\text{ср}}^{\text{п}}(k_{\text{п}} - k_{\text{пп}}) - 7P_{\text{ср}}^{\text{п}}(k_{\text{пп}} - k_{\text{н}}). \quad (3.10)$$

Подставив в формулы для тарифных коэффициентов (1.1) и (1.2) продолжительность зон суток, получим

$$k_{\text{н}} = 1 - \frac{k_{\text{т}}}{16d_{\text{к}}}, \quad (3.11)$$

$$k_{\text{п}} = 1 + \frac{5k_{\text{т}}}{16d_{\text{к}}}. \quad (3.12)$$

Подставив (3.11) и (3.12) в выражение (3.10) и упростив получившееся уравнение, имеем

$$\frac{\Pi_{\text{ддсут}}^{\text{п}}}{b} = \frac{k_{\text{т}} P_{\text{ф}}^{\text{max}}}{2d_{\text{к}}} + W_{\text{сут}} + 3P_{\text{ср}}^{\text{п}} \frac{5k_{\text{т}}}{16d_{\text{к}}} - 7P_{\text{ср}}^{\text{п}} \frac{k_{\text{т}}}{16d_{\text{к}}}. \quad (3.13)$$

При вычитании из уравнения (3.13) выражения (3.6), разделив обе части

на выражение $(k_{\text{т}}/16d_{\text{к}})$, упростив и приравняв к нулю, получим

$$8P_{\text{ф}}^{\text{max}} - 15P_{\text{ср}}^{\text{п}} + 7P_{\text{ср}}^{\text{н}} = 0. \quad (3.14)$$

Если при подстановке в уравнение (3.14) всех значений мы получаем верное равенство, то эффективность от применения ДД-тарифа по сравнению с Д-тарифом по фактической мощности равна нулю. Если левая часть равенства больше нуля, то применение ДД-тарифа – эффективно (значение положительно), иначе – неэффективно (отрицательно). Таким образом, можно сделать вывод, что получено выражение, по знаку которого можно судить об эффективности или неэффективности применения ДД-тарифа. Это выражение не дает ответа на вопрос, насколько эффективно (или неэффективно) применение ДД-тарифа. Ответить на такой вопрос поможет выражение для коэффициента эффективности, которое может быть получено при применении выражения

$$\Theta = \frac{\Pi_{\text{дсут}}^{\text{п(ф)}} - \Pi_{\text{ддсут}}^{\text{п}}}{\Pi_{\text{дсут}}^{\text{п(ф)}}} \cdot 100 \%. \quad (3.15)$$

При подстановке в выражение (3.15) формул (3.6) и (3.13) имеем выражение для коэффициента эффективности

$$\Theta = \frac{8 + 7 \frac{P_{\text{ср}}^{\text{н}}}{P_{\text{ф}}^{\text{max}}} - 15 \frac{P_{\text{ср}}^{\text{п}}}{P_{\text{ф}}^{\text{max}}}}{16 + \frac{384d_{\text{к}} P_{\text{ср}}^{\text{сут}}}{k_{\text{т}} P_{\text{ф}}^{\text{max}}}} \cdot 100 \%, \quad (3.16)$$

где $P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$ – среднесуточная мощность, кВт.

Для упрощения этого выражения введем некоторые коэффициенты, характеризующие вид графика нагрузки:

- коэффициент средней загрузки графика нагрузки в ночной зоне суток $k_3^{\text{н}}$;
- коэффициент средней загрузки графика нагрузки в пиковой зоне суток $k_3^{\text{п}}$;
- условный коэффициент заполнения графика нагрузки в течение суток k_3 .

При этом условный коэффициент заполнения графика нагрузки в течение суток равен коэффициенту заполнения графика нагрузки только в случае, когда максимальная мощность потребляется в часы утреннего или вечернего максимума нагрузки.

Введенные коэффициенты графика нагрузки рассчитываются по следующим формулам:

$$k_3^{\text{н}} = P_{\text{ср}}^{\text{н}} / P_{\text{ср}}^{\text{сут}}, \quad (3.17)$$

$$k_3^{\text{п}} = P_{\text{ср}}^{\text{п}} / P_{\text{ср}}^{\text{сут}}, \quad (3.18)$$

$$k_3 = P_{\text{ср}}^{\text{сут}} / P_{\text{ф}}^{\text{max}} \quad (3.19)$$

При расчете окончательного выражения для определения коэффициента экономической эффективности удобнее использовать вместо k_3 его обратную величину

$$k_3' = 1 / k_3 \quad (3.20)$$

При подстановке данных коэффициентов в выражение (3.16) получим окончательное выражение для определения коэффициента экономической эффективности ДД-тарифа по сравнению с Д-тарифом по фактической мощности:

$$\Theta = \frac{8k_3' + 7k_3'' - 15k_3''}{16k_3' + \frac{384d_{\text{к}}}{k_{\text{т}}}} \cdot 100\% \quad (3.21)$$

Для апробации разработанной методики был выбран ряд идеализированных графиков нагрузки. Описание использованных графиков нагрузки и значения коэффициента эффективности ДД-тарифа по сравнению с Д-тарифом по фактической мощности для этих графиков представлены ниже.

3.2.1 Пиковый график нагрузки

При пиковом графике нагрузки потребление энергии происходит только в пиковой зоне суток. Средняя мощность в этом случае $P_{\text{ср}}^{\text{п}} = W_{\text{сут}}/3$, $P_{\text{ср}}^{\text{пн}} = P_{\text{ср}}^{\text{п}} = 0$, контроль мощности производится в утренний пик $P_{\text{ф}}^{\text{max}} = P_{\text{ср}}^{\text{п}}$. Этот график характеризуется самой высокой платой за электропотребление. Пример усредненного суточного графика нагрузки для этого случая представлен на рисунке 3.1.

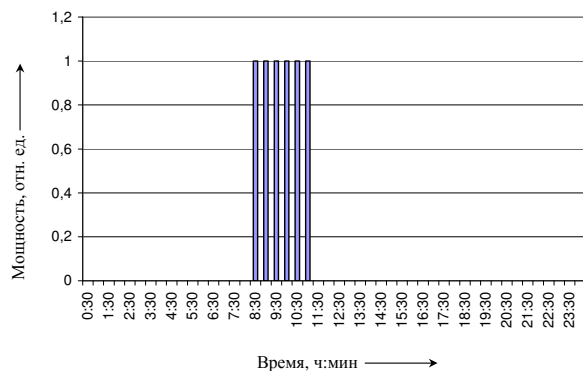


Рисунок 3.1 – Пиковый усредненный получасовой график нагрузки

3.2.2 Выпуклый в зоне утреннего пика график нагрузки

Один из характерных типов графиков нагрузки – выпуклый в зоне утреннего пика график (рисунок 3.2). Примером такого графика могут служить графики нагрузки на большинстве предприятий БЖД. Расчеты для этого графика нагрузки будем вести для значений мощностей: $P_{\text{ср}}^{\text{п}} = 2P_{\text{ср}}^{\text{пн}} = 4P_{\text{ср}}^{\text{н}} = P_{\text{ф}}^{\text{max}}$. Тогда очевидно, что $P_{\text{ср}}^{\text{п}} = W_{\text{сут}}/11,75$ и $P_{\text{ср}}^{\text{н}} = W_{\text{сут}}/47$.

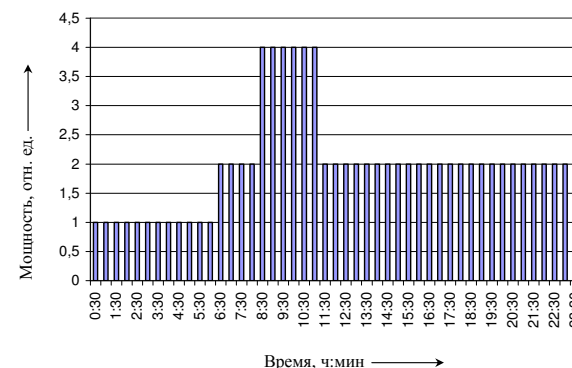


Рисунок 3.2 – Выпуклый в зоне утреннего пика усредненный получасовой график нагрузки

Чем больше величина отношения между средними мощностями пиковой и ночной зон, тем выше и плата за такой график (и, наоборот, при уменьшении величины отношения плата снижается, приближаясь к плате за ровный график). Регулированием выпуклый график, как правило, можно превратить в близкий к ровному (или даже в вогнутый).

3.2.3 Ровный график нагрузки

При ровном графике нагрузки потребление энергии происходит равномерно в течение всех суток. В этом случае $P_{\text{ср}}^{\text{п}} = P_{\text{ср}}^{\text{пн}} = P_{\text{ср}}^{\text{н}} = P_{\text{ф}}^{\text{max}} = W_{\text{сут}}/24$. Пример усредненного суточного графика нагрузки для этого случая представлен на рисунке 3.3. Следует отметить, что ни одно структурное подразделение БЖД графика нагрузки этого вида не имеет.

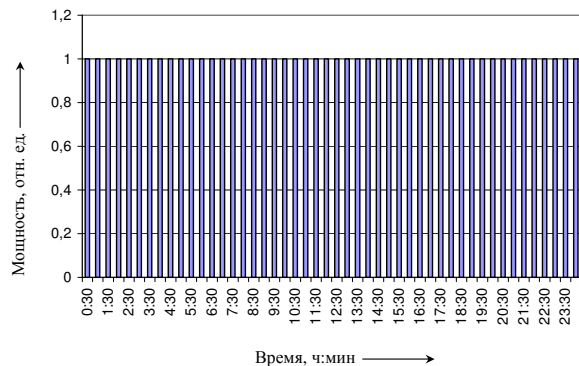


Рисунок 3.3 – Ровный усредненный получасовой график нагрузки

3.2.4 Полупииковый график нагрузки

При идеализированном полупииковом графике нагрузки потребление энергии происходит только в полупииковой зоне суток (потребление в пиковой и ночной зонах равно нулю), т. е. $P_{\text{ср}}^{\text{п}} = P_{\text{ср}}^{\text{н}} = 0$ и $P_{\text{ф}}^{\text{max}} = P_{\text{ср}}^{\text{пп}}$ (контроль мощности в вечерний пик, приходящийся на полупииковую зону суток). Средняя мощность в этом случае $P_{\text{ср}}^{\text{пп}} = W_{\text{сут}}/14$. Пример усредненного суточного графика нагрузки для этого случая представлен на рисунке 3.4.

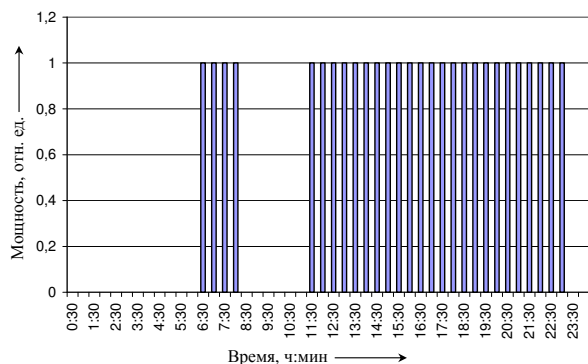


Рисунок 3.4 – Полупииковый усредненный получасовой график нагрузки

3.2.5 Вогнутый в зоне утреннего пика график нагрузки

Второй из характерных типов графиков нагрузки – вогнутый график в зоне утреннего пика. Расчеты для этого графика нагрузки будем вести для значений мощностей: $P_{\text{ср}}^{\text{п}} = 0,5P_{\text{ср}}^{\text{пп}} = 0,25P_{\text{ср}}^{\text{н}}$ и $P_{\text{ф}}^{\text{max}} = P_{\text{ср}}^{\text{пп}}$ (контролируемый максимум фактической потребляемой мощности располагается в полупииковой зоне суток). Тогда очевидно, что $P_{\text{ср}}^{\text{п}} = W_{\text{сут}}/59$ и $P_{\text{ср}}^{\text{н}} = W_{\text{сут}}/14,75$.

Такой график нагрузки на предприятии может быть достигнут при переносе времени включения энергоемкого оборудования на ночное время, что в некоторых случаях сопряжено с дополнительными затратами. Примером энергоемкого оборудования могут служить: крупные компрессорные, оснащенные объемными воздушными резервуарами; насосные установки, оснащенные емкостями для воды; крупные холодильные установки; установки для электрического нагрева воды; электролизные установки; электродистилляторы, автоклавы и т. д.

Пример усредненного суточного графика нагрузки для этого случая представлен на рисунке 3.5.

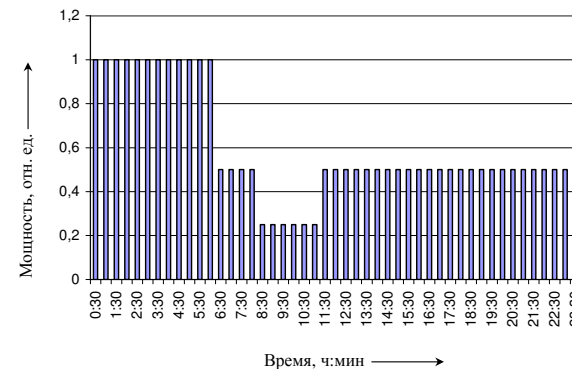


Рисунок 3.5 – Вогнутый в зоне утреннего пика усредненный получасовой график нагрузки

3.2.6 Ночной график нагрузки

При идеализированном ночном графике нагрузки потребление энергии происходит только в ночной зоне суток (потребление в пиковой и полупииковой зонах равно нулю), т. е. $P_{\text{ср}}^{\text{пп}} = P_{\text{ср}}^{\text{п}} = P_{\text{ф}}^{\text{max}} = 0$. Этот случай характеризуется средней мощностью $P_{\text{ср}}^{\text{н}} = W_{\text{сут}}/7$ и самой низкой платой за потребление (плата за мощность отсутствует, т. к. отсутствует потребление в утренний и

вечерний пика). Пример усредненного суточного графика нагрузки для этого случая представлен на рисунке 3.6.

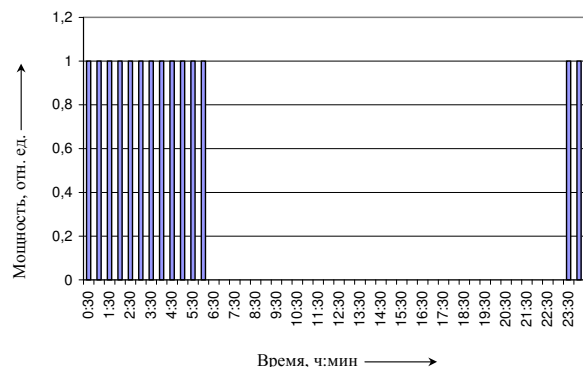


Рисунок 3.6 – Ночной усредненный получасовой график нагрузки

3.2.7 Анализ эффективности применения тарифов для рассмотренных идеализированных графиков нагрузки

Был рассмотрен расчет коэффициента эффективности для различных вариантов идеализированных графиков нагрузки потребителя. Расчет ведется для величины коэффициента $k_T = 107,76$ ($a = 6573,2$ руб./кВт, $b = 61,0$ руб./кВт·ч), а также для количества календарных дней $d_k = 30$. Результаты расчетов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сравнительный анализ экономической эффективности Д и ДД-тарифов методом расчетных коэффициентов

График нагрузки	Условный коэффициент заполнения графика нагрузки в течение суток k'_T	Коэффициент средней загрузки графика нагрузки в ночной зоне суток k_3^n	Коэффициент средней загрузки графика нагрузки в пиковой зоне суток $k_3^п$	Коэффициент эффективности \mathcal{E} , %
Пиковый	8,000	0,000	8,000	-23,839
Выпуклый в зоне утреннего пика	2,043	0,511	2,043	-7,682
Ровный	1,000	1,000	1,000	0,000
Полупиковый	1,714	0,000	0,000	10,209
Вогнутый в зоне утреннего пика	0,814	1,627	0,407	9,837
Ночной	0,000	3,429	0,000	22,449

Положительные значения коэффициента эффективности в таблице соответствуют вариантам, когда выгоден ДД-тариф относительно Д-тарифа. Таким образом, для реальных графиков экономическая эффективность ДД-тарифа по сравнению с Д-тарифом не может превысить 22,5 % и достигает максимума при переносе пиковой и полупиковой нагрузок на ночную зону суток. Реальная оценка снижения платы, вызванной регулированием выпуклого графика на вогнутый, при переходе от одной тарифной подсистемы к другой лежит в диапазоне 5 – 10 % платы за электропотребление и зависит от формы конкретного графика. При этом плата по Д-тарифу и ДД-тарифу при ровном графике не отличается, т. е. экономическая эффективность при переходе на ДД-тариф равна нулю.

При сравнении результатов, полученных с использованием разработанной методики и метода, рассмотренного в [5], можно сделать вывод, что методика оценки эффективности с использованием расчетных коэффициентов адекватна и может быть использована для оценки эффективности применения одной из тарифных подсистем для оплаты за потребленную электроэнергию.

Кроме получения коэффициента эффективности были рассмотрены предельные значения коэффициентов графика нагрузки. Следует отметить, что некоторые предельные значения коэффициентов являются чисто теоретическими, т. е. на практике не встречаются.

Коэффициент средней загрузки графика нагрузки в ночной зоне суток. Если на предприятии в ночной зоне суток нет электропотребления ($W_n = 0$), то k_3^n принимает значение, равное нулю. Если на предприятии вся энергия потребляется в ночной зоне суток ($W_n = W_{сут}$), то k_3^n принимает значение

$$k_3^n = \frac{W_n/t_n}{W_{сут}/t_{сут}} = 24/7 \approx 3,429. \quad (3.22)$$

Из этого следует, что коэффициент средней загрузки графика нагрузки в ночной зоне суток может принимать значения в интервале

$$0 \leq k_3^n \leq 3,429. \quad (3.23)$$

Коэффициент средней загрузки графика нагрузки в пиковой зоне суток. Если на предприятии в пиковой зоне суток нет электропотребления ($W_n = 0$), то k_3^n принимает значение, равное нулю. Если на предприятии вся энергия потребляется в пиковой зоне суток ($W_n = W_{сут}$), то k_3^n принимает значение

$$k_3^n = \frac{W_n/t_n}{W_{сут}/t_{сут}} = 24/3 = 8. \quad (3.24)$$

Из этого следует, что коэффициент средней загрузки графика нагрузки в пиковой зоне суток может принимать значения в интервале

$$0 \leq k_3^n \leq 8. \quad (3.25)$$

Условный коэффициент заполнения графика нагрузки в течение суток. Если на предприятии максимальная фактическая мощность в часы утреннего или вечернего пика нагрузки равна нулю ($P_{\phi}^{\max} = 0$), то k_3' принимает значение, равное нулю. Если на предприятии в часы утреннего или вечернего пика вся суточная энергия была потреблена за полчаса ($0,5P_{\phi}^{\max} = W_{\phi}^{\max} = W_{\text{сут}}$), то k_3' принимает значение

$$k_3' = \frac{W_{\phi}^{\max} / 0,5}{W_{\text{сут}} / t_{\text{сут}}} = 24 / 0,5 = 48. \quad (3.26)$$

Из этого следует, что условный коэффициент заполнения графика нагрузки в течение суток может принимать значения в интервале

$$0 \leq k_3' \leq 48. \quad (3.27)$$

При проведении экспресс-анализа суточных графиков нагрузки предприятия удобно использовать графическое представление эффективности или неэффективности применения существующих тарифов. Для этого были использованы графики нулевой эффективности.

Под графиком нулевой эффективности понималась зависимость пикового коэффициента загрузки k_3^n от условного коэффициента заполнения графика нагрузки k_3' для получения одинаковой оплаты по Д-тарифу по фактической мощности и ДД-тарифу. Данная зависимость принята для различных значений ночного коэффициента загрузки k_3^n . По этому графику можно определить, каким должен быть пиковый коэффициент загрузки для одинаковой оплаты по Д-тарифу по фактической мощности и ДД-тарифу, и далее установить, какую величину энергии надо перенести с пиковой зоны суток для повышения эффективности использования ДД-тарифа по отношению к Д-тарифу по фактической мощности.

При подстановке в уравнение (3.14) значений коэффициентов, рассчитанных по формулам (3.17) – (3.20), получим основное уравнение нулевой эффективности

$$\frac{8}{15} k_3' + \frac{7}{15} k_3^n - k_3^n = 0. \quad (3.28)$$

Максимальные значения коэффициенты k_3^n и k_3^n могут принимать лишь в случае потребления электроэнергии в ночной и пиковой зонах суток, т. е. $W_{\text{пп}} = 0$. В этом случае

$$W_{\text{сут}} = W_n + W_p = \frac{7}{24} k_3^n W_{\text{сут}} + \frac{3}{24} k_3^n W_{\text{сут}}. \quad (3.29)$$

Из этого уравнения следует, что при $W_{\text{пп}} = 0$

$$k_3^n = \frac{3}{7} (8 - k_3^n), \quad (3.30)$$

$$k_3^n = 8 - \frac{7}{3} k_3^n. \quad (3.31)$$

Подставим выражение для k_3^n при $W_{\text{пп}} = 0$ в уравнение нулевой эффективности, получим график предельных значений для уравнений нулевой эффективности.

$$k_3^n = \frac{4}{9} k_3' - \frac{4}{3}. \quad (3.32)$$

На рисунке 3.7 представлены графики нулевой эффективности при различных значениях k_3^n , k_3^n и k_3' .

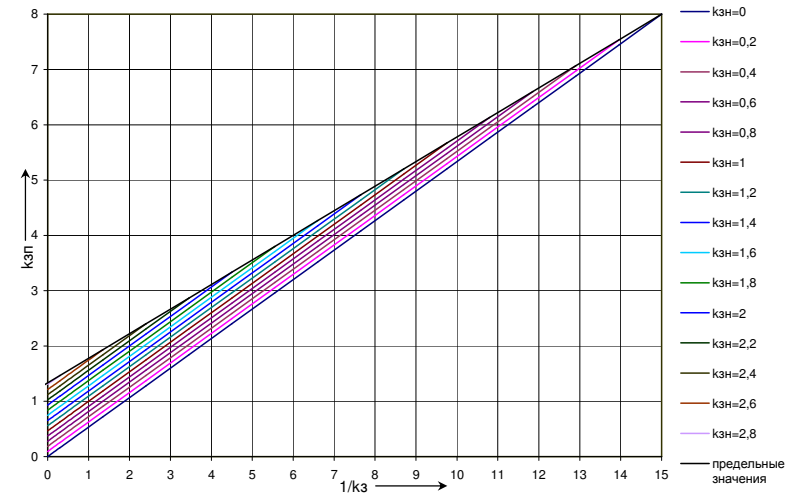


Рисунок 3.7 – График нулевой эффективности применения ДД-тарифа вместо Д-тарифа по фактической мощности

В процессе исследований авторами было установлено, что самым эффективным способом повышения коэффициента экономической эффективности \mathcal{E} является перенос некоторого объема потребляемой энергии из зоны пика в полупиковую или ночную зону. Этот перенос энергии связан с пересмотром технологического процесса на конкретном производстве. Был рассчитан объем энергии W_{\min} , необходимый для достижения $\mathcal{E} = 0$.

Перенос в полупиковую зону суток. В уравнение (3.7) вместо $W_{\text{п}}$ и $W_{\text{пп}}$ подставляем соответственно $(W_{\text{п}} - W_{\min})$ и $(W_{\text{пп}} + W_{\min})$. Затем вычитаем из полученного выражения уравнение (3.6) и приравниваем к нулю. Решаем полученное уравнение относительно W_{\min} . В результате получаем

$$W_{\min}^{\text{пп}} = (15k_3^{\text{п}} - 8k_3' - 7k_3^{\text{н}}) \frac{W_{\text{сут}}}{120}. \quad (3.33)$$

Перенос в ночную зону суток. Подставим в уравнение (3.7) вместо $W_{\text{п}}$ и $W_{\text{н}}$ соответственно $(W_{\text{п}} - W_{\min})$ и $(W_{\text{н}} + W_{\min})$. Затем вычитаем из полученного выражения уравнение (3.6) и приравниваем к нулю. Решаем полученное уравнение относительно W_{\min} . В результате получаем

$$W_{\min}^{\text{н}} = (15k_3^{\text{п}} - 8k_3' - 7k_3^{\text{н}}) \frac{W_{\text{сут}}}{144}. \quad (3.34)$$

При исследованиях авторами решена также задача оценки экономической эффективности применения Д-тарифа по фактической мощности вместо Д-тарифа по заявленной мощности. При этом можно сказать, что этот переход уже даст некоторый экономический эффект. Но такая возможность будет иметься только лишь при создании на предприятии АСКУЭ [6, 7, 8].

Для сравнения двух вариантов применения тарифов введем коэффициент эффективности Д-тарифа по фактической мощности относительно Д-тарифа по заявленной мощности

$$\mathcal{E}_1 = \frac{\prod_{\text{дсут}}^{\text{п(з)}} - \prod_{\text{дсут}}^{\text{п(ф)}}}{\prod_{\text{дсут}}^{\text{п(з)}}} \cdot 100\%, \quad (3.35)$$

Введем обратный коэффициент заполнения графика нагрузки по заявленной мощности, который рассчитывается по формуле

$$k_3' = \frac{P_3^{\max}}{P_{\text{ср}}}. \quad (3.36)$$

В результате подстановки в эту формулу (3.35) значений расчетных оплат с учетом введенных коэффициентов получаем выражение для коэффициента экономической эффективности:

$$\mathcal{E}_1 = \frac{k_3' - k_3'}{k_3' + \frac{24d_k}{k_T}} \cdot 100\%. \quad (3.37)$$

3.3 Динамика изменения основной и дополнительной тарифных ставок

В процессе исследований авторами была поставлена задача: проанализировать динамику изменения тарифных ставок за оплату потребленной электроэнергии. Были получены данные по величине основной и дополнительной тарифных ставок на период с 01.10.1994 г. по 01.10.2003 г. [4]. По этим исходным данным был рассчитан тарифный коэффициент k_T . Динамика изменения тарифного коэффициента представлена на рисунке 3.8.

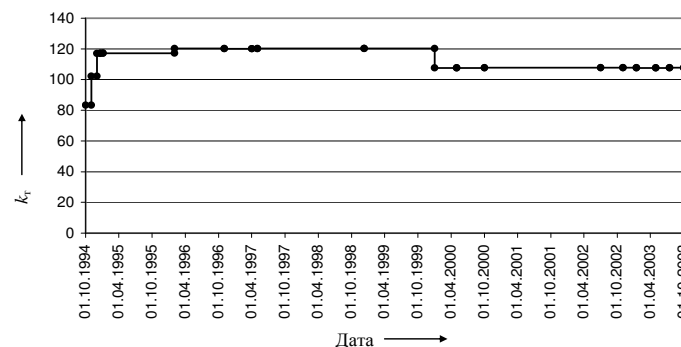


Рисунок 3.8 – Динамика изменения тарифного коэффициента k_T

По результатам расчетов можно сделать вывод, что при изменении величины основной и дополнительной ставок тарифный коэффициент практически не изменяется. Поэтому можно с большой степенью точности спрогнозировать поведение коэффициента эффективности. При этом увеличение тарифного коэффициента (период с 1995 по 1999 гг.) ведет к увеличению коэффициента эффективности и уменьшению величины оплаты за потребленную электроэнергию при прочих равных условиях при переходе на Д-тариф по фактической мощности или ДД-тариф.

4 АЛГОРИТМ АНАЛИЗА ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Исходными данными для расчета экономической эффективности применения новой тарифной системы являются значения базовых тарифов a и b , установленные Декларацией об уровне тарифов на электрическую энергию, а также количество календарных дней в месяце d_k . Кроме этого исходными данными являются заявленная мощность P_z и получасовой суточный график нагрузки, пример которого представлен на рисунке 4.1.

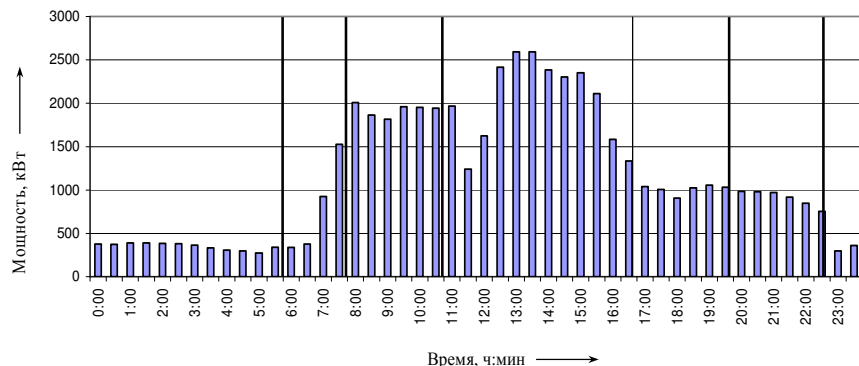


Рисунок 4.1 – Пример суточного получасового графика нагрузки

Заявленную мощность в часы максимума нагрузки энергосистемы предприятие согласовывает с энергонадзором для каждого отдельного месяца. Поэтому величина заявленной мощности для каждого месяца находится у ответственного за электрохозяйство предприятия (в службе главного энергетика).

При получении суточного получасового графика нагрузки необходимо произвести 48 замеров по расчетным счетчикам в течение одних суток. Кроме этого для получения суточного получасового графика нагрузки можно использовать электронный счетчик типа «Альфа» или прибор качества электроэнергии (рисунок 4.2). Из суточного графика нагрузки можно получить следующие данные, необходимые для расчета:



Рисунок 4.2 – Прибор качества электроэнергии ЭРИС КЭ-0.2

- фактическая максимальная мощность в часы максимума нагрузки P_{ϕ}^{\max} ;
- суточный расход электроэнергии $W_{\text{сут}}$;
- энергия, потребленная в ночную зону суток, W_n ;
- энергия, потребленная в полупиковую зону суток, $W_{\text{пн}}$;
- энергия, потребленная в пиковую зону суток, W_p .

При использовании метода расчетных коэффициентов для анализа экономической эффективности не требуется наличия всего получасового суточного

графика нагрузки (48 замеров в течение суток). Для получения исходных данных необходимо наличие упрощенного суточного получасового графика нагрузки, т. е. необходимо произвести лишь 17 замеров показаний расчетных счетчиков в течение суток. Снятие показаний необходимо производить по следующим отметкам времени: 6^{00} , 8^{00} , 8^{30} , 9^{00} , 9^{30} , 10^{00} , 10^{30} , 11^{00} , 17^{00} , 17^{30} , 18^{00} , 18^{30} , 19^{00} , 19^{30} , 20^{00} , 23^{00} , 6^{00} следующих суток. По этим показаниям, снятым в установленное время, определяются суточный расход энергии $W_{\text{сут}}$, расходы электроэнергии в течение ночной (W_n с 23^{00} до 6^{00}) и пиковой (W_p с 8^{00} до 11^{00}) суточных зон, а также максимальная получасовая мощность по обоим зонам максимальной нагрузки энергосистемы (P_{ϕ}^{\max} с 8^{00} до 11^{00} и с 17^{00} до 20^{00}).

Исходя из полученных данных определяют:

- среднесуточную мощность $P_{\text{ср}}^{\text{сут}} = W_{\text{сут}}/24$;
- среднюю мощность в ночной зоне суток $P_{\text{ср}}^n = W_n/7$;
- среднюю мощность в пиковой зоне суток $P_{\text{ср}}^p = W_p/3$.

По полученным исходным данным расчет экономической эффективности применения тарифной системы ведут по следующему алгоритму:

- определяют коэффициент, равный отношению основной ставки a к дополнительной ставке b , т. е. тарифный коэффициент k_t ;
- определяют коэффициент средней загрузки графика нагрузки в ночной зоне суток k_z^n (формула (3.17));
- определяют коэффициент средней загрузки графика нагрузки в пиковой зоне суток k_z^p (формула (3.18));
- определяют условный коэффициент заполнения графика нагрузки в течение суток k_z (формула (3.19)), а также его обратную величину k_z' (формула (3.20));
- рассчитывают коэффициент эффективности Д-тарифа по фактической мощности относительно Д-тарифа по заявленной мощности \mathcal{E}_1 (формула (3.37));
- рассчитывают коэффициент экономической эффективности ДД-тарифа по сравнению с Д-тарифом по фактической мощности \mathcal{E} (формула (3.21)).

Кроме этого, для регулирования графика нагрузки необходимо определить, какой объем электроэнергии необходимо перенести с пиковой зоны суток на полупиковую (формула (3.33)) или ночную зону (формула (3.34)).

По вышеописанному алгоритму была рассчитана эффективность внедрения ДД-тарифа на крупных предприятиях БЖД. Перечень предприятий с присоединенной мощностью более 750 кВА представлен в приложении А. Результаты расчетов представлены в приложении Б.

По результатам расчетов можно сделать вывод, что для большинства предприятий БЖД (12 из 14) с присоединенной мощностью 750 кВА и выше переход на расчет по ДД-тарифу невыгоден и повлечет за собой перерасход денежных средств на оплату потребленной электроэнергии. При желании перейти на расчет по ДД-тарифу для этих предприятий встанет необходимость в регулировании суточного графика нагрузки предприятия с целью повышения эффективности применения этого тарифа.

5 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕГУЛИРОВАНИИ ГРАФИКА НАГРУЗКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДВУХСТАВОЧНО-ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО ТАРИФА

Важной задачей при внедрении ДД-тарифа оплаты за электроэнергию является разработка организационных и технических мероприятий регулирования графика нагрузки для повышения экономической эффективности оплаты по ДД-тарифу для рассматриваемых предприятий.

Регулирование суточных графиков нагрузки может осуществляться несколькими способами. В первую очередь необходимо выравнять график за счет перевода наиболее энергоемкого оборудования, работающего периодически, с часов максимума на другие часы суток. В качестве такого оборудования могут использоваться, например, отдельные виды крупных станков, сварочные машины, компрессоры, насосы артезианских скважин, испытательные и зарядные станции, холодильные установки, мельницы, установки токов высокой частоты, отдельные виды электротермического оборудования, пилорамы и др. С этой же целью целесообразно в часы максимумов нагрузок энергосистемы проводить на предприятиях текущие и профилактические ремонты технологического и энергетического оборудования, упорядочить работу вспомогательных цехов для снижения их электрических нагрузок в указанные часы, установить твердый график работы вентиляционных установок и т. д. При выполнении мероприятий по отключению в часы максимумов соответствующего оборудования следует учитывать влияние выключения данного оборудования на другие производственные процессы и на работу предприятия в целом.

Снижение нагрузки может достигаться путем рассредоточения по времени пусков крупных электроприемников, создания запасов полуфабрикатов на промежуточных складах за счет интенсификации их производств вне часов максимума.

На рассмотренных предприятиях потребителями электроэнергии, имеющими реальные возможности существенно выравнять график нагрузки, являются:

- насосные станции водопроводов, насосные установки, оснащенные значительными емкостями для воды при питании от городских водопроводов (резервуары чистой воды, водонапорные башни и т. д.);
- очистные сооружения при наличии соответствующих емкостей;
- крупные холодильные установки. Благодаря большой хладоемкости крупных камер вывод холодильных установок из работы в часы «пик» обычно не требует капитальных вложений в основное оборудование;
- установки для электрического нагрева воды. При условии применения электроводонагревателей аккумуляционного типа нагрев может производиться всегда не в часы максимума, а при наличии дифференцированного

тарифа – только ночью. Пример водонагревателя аккумуляционного типа представлен на рисунке 5.1;



Рисунок 5.1 – Водонагреватели аккумуляционного типа Thermex

- электроотопительные установки в производственных и административных зданиях, которые всегда могут быть частично выведены из работы в часы «пик» за счет использования теплоемкости конструкций отапливаемых зданий. Полный вывод этих установок из работы в часы «пик», особенно перевод их на работу в ночные часы, требует применения специальных теплоаккумуляционных установок;

- электролизные установки;
- установки для зарядки аккумуляторов при наличии резерва зарядных агрегатов;
- электродистилляторы, автоклавы;
- центральные вентиляционные установки административных зданий, работающие периодически.

К мероприятиям по выравнению суточных графиков нагрузки можно отнести смещение времени начала и окончания различных смен с целью совмещения с часами максимума нагрузки энергосистемы межсменных и обеденных перерывов на предприятиях; введение третьей (ночной) смены для энергоемкого оборудования, работающего по прерывному режиму; введение различных выходных дней для предприятий. Мероприятия по изменению режима рабочего дня и дня отдыха связаны с изменением условий труда работников предприятий, поэтому их осуществление может быть допущено в крайних случаях после принятия соответствующих административных решений.

Экономическая заинтересованность промышленных предприятий в осуществлении мероприятий по снижению нагрузки в часы максимумов нагрузки энергосистемы стимулируется системой действующих тарифов на электроэнергию.

6 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДД-ТАРИФА НА МИНСКОМ ВАГОНРЕМОНТНОМ ЗАВОДЕ

6.1 Краткая характеристика предприятия

Производственное республиканское унитарное предприятие «Минский вагоноремонтный завод имени А. Ф. Мясникова» основано в 1871 г. Завод располагается на одной промышленной площадке. Основное производство работает в 2 смены. Среднесписочная численность – 1008 работников (из них ИТР – 88). Время начала работы – 8.00. Время обеденного перерыва для работников основного производства с 11.00 до 12.00, для ИТР, не связанных с технологическим процессом, – с 12.00 до 13.00.

Завод осуществляет различные виды ремонтов вагонов всех типов, ремонт тележек и колесных пар. В настоящее время выполняется 3 вида ремонта вагонов: деповской ремонт, КР1, КР2. Виды вагонов, ремонтируемых на заводе:

- открытый с водяным отоплением;
- открытый с комбинированным отоплением;
- купейный с водяным отоплением;
- купейный с водяным отоплением и кондиционером;
- купейный с комбинированным отоплением;
- купейный с комбинированным отоплением и кондиционером;
- спальный вагон с комбинированным отоплением и кондиционером;
- ЗАК;
- почтовый с водяным отоплением;
- почтовый с комбинированным отоплением;
- вагон-ресторан;
- РИЦ;
- служебно-технический;
- багажный с водяным отоплением;
- багажный с комбинированным отоплением.

Электроснабжение завода осуществляется от трансформаторных подстанций с двумя трансформаторами ТМ-630-6/0,4, имеющих приборы коммерческого учета потребляемой электроэнергии. Для компенсации реактивной энергии установлены батареи статических конденсаторов.

Расходная часть баланса электрической энергии по целевому назначению включает в себя расход электроэнергии на технологию, выработку сжатого воздуха, выработку тепловой энергии, освещение, вентиляцию.

Структура расходной части электробаланса по целевому назначению представлена на рисунке 6.1.

Динамика расходов электрической энергии предприятием и динамика изменения заявленной мощности по месяцам за 2002 г. представлена на рисунке 6.2.

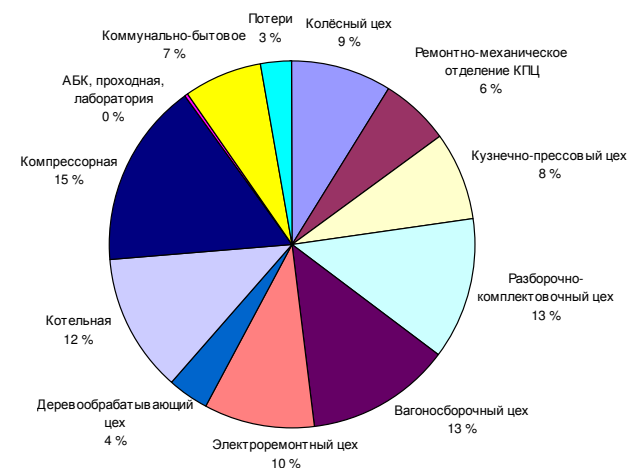


Рисунок 6.1 – Структура расходной части электробаланса по целевому назначению

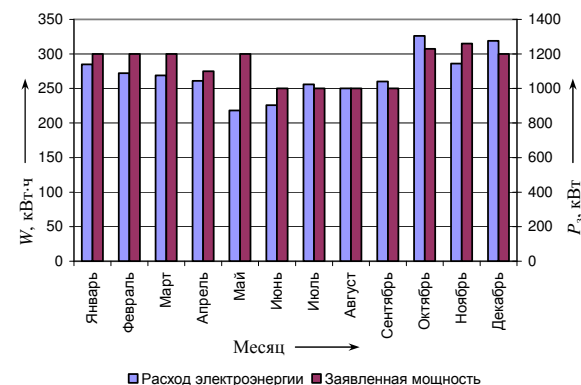


Рисунок 6.2 – Расход электрической энергии предприятием и заявленная мощность по месяцам за 2002 г.

При регулировании графиков нагрузки предприятия необходимо руководствоваться технологическим процессом. Схема выполнения технологического процесса ремонта пассажирского цельнометаллического вагона представлена на рисунке 6.3.

Проанализировав технологический процесс ремонта вагонов, тележек и

колесных пар, а также величину выполняемого объема работ по цехам, можно сделать следующие выводы:

- вагоноборочный и разборочно-комплектовочный цехи в часы утреннего максимума нагрузки будут наиболее энергоемкими, что связано с подготовкой как самого вагона, так и его оборудования для передачи другим цехам для последующего ремонта;

- колесный, кузнечнопрессовый и электроремонтный цехи могут снизить энергопотребление в часы утреннего максимума нагрузки с дальнейшим увеличением энергопотребления, что не повлечет за собой существенного увеличения времени простоя вагонов в ремонте;

- регулирование графика нагрузки для деревообрабатывающего цеха не приведет к существенному изменению графика нагрузки всего предприятия, это связано с малой установленной мощностью оборудования этого цеха.

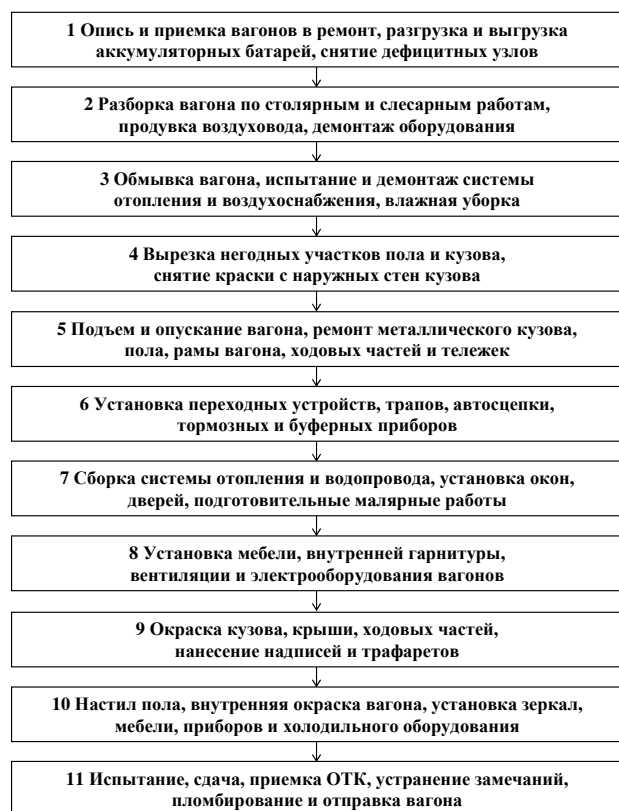


Рисунок 6.3 – Схема выполнения технологического процесса ремонта пассажирского цельнометаллического вагона

6.2 Регулирование графика нагрузки

Регулирование графика нагрузки для повышения эффективности применения ДД-тарифа по оплате за электроэнергию на этом предприятии невозможно произвести без регулирования технологического процесса в утренние часы максимальных нагрузок энергосистемы. Поэтому удобнее проводить регулирование технологического процесса отдельно по цехам с последующим согласованием изменений и состыковкой техпроцесса.

Для данного предприятия самым эффективным способом повышения коэффициента эффективности применения ДД-тарифа является перенос некоторого объема потребленной электроэнергии из зоны утреннего пика в полупиковую зону. Как рассматривалось ранее (см. приложение Б), объем энергии, которую необходимо перенести, составляет 794 кВт·ч.

В связи с низким коэффициентом эффективности (-5,952 %) существует необходимость в изменении времени начала работы и обеденного перерыва. Время начала работы:

- для основного производства – 7.00;

- для ИТР, не связанных с технологическим процессом, – 8.00.

Время обеденного перерыва:

- для основного производства – с 10.00 до 11.00;

- для ИТР, не связанных с технологическим процессом, – 12.00 до 13.00.

Кроме этого, во время обеденного перерыва необходимо отключать все технологическое оборудование, включая вентиляцию и освещение, где возможно это сделать, не нарушая правил техники безопасности и производственной санитарии (например, дежурное освещение).

Рассмотрим мероприятия для регулирования графика нагрузки отдельно по производственным цехам Минского вагоноремонтного завода.

Колесный цех. Существует возможность не использовать в часы утреннего пика следующие станки и оборудование:

- колесотокарный ИВВ-112 – 1 шт.;

- круглошлифовальный АТ-154 – 1 шт.;

- токарно-карусельный КС-412 – 1 шт.;

- токарно-карусельный 1516 – 1 шт.;

- токарно-винторезный 1М63 – 2 шт.;

- токарно-накатной ХАД-112 – 1 шт.;

- испытательный стенд – 2 шт.

Итого суммарная установленная мощность – 313 кВт.

Ремонтно-механическое отделение кузнечно-прессового цеха. Существует возможность не использовать в часы утреннего пика следующие станки и оборудование:

- токарно-винторезный 1К62 – 2 шт.;
- вертикально-фрезерный 6Н13П – 1 шт.;
- настольно-сверлильный 2Н112 – 2 шт.;
- радиально-сверлильный 2А554 – 1 шт.;
- горизонтально-фрезерный 6Р82 – 1 шт.;
- плоско-шлифовальный 3Е711Б – 1 шт.;
- вертикально-сверлильный 2125 – 1 шт.;
- насосы для питания от городского водопровода (в случае необходимости – установка дополнительных резервуаров для хранения воды).

Итого суммарная установленная мощность – 89,2 кВт.

Кузнечно-прессовый цех. Не рекомендуется использовать в часы утреннего пика молоты электропневматические, прессы, листогиб ИГ1330, гильотину НП3118, а также сварочное оборудование (кроме одного сварочного аппарата ВДМ1001). Существует возможность не использовать в часы утреннего пика следующие станки:

- токарный 1М63Ф – 3 шт.;
- фрезерный БТ1229 – 2 шт.;
- сверлильный – 2 шт.

Итого суммарная установленная мощность – 491,7 кВт.

Разборочно-комплекточный цех. Существует возможность не использовать в часы утреннего пика следующие станки и оборудование:

- токарно-винторезный «КУСОН» – 1 шт.;
- токарно-винторезный 1А616 – 1 шт.;
- вертикально-сверлильный 2Н125 – 1 шт.;
- вертикально-сверлильный 2А53У – 1 шт.;
- резьбонарезной полуавтомат 5Д07 – 2 шт.;
- стенд для испытания редукторов – 1 шт.;
- печь нагревательная Н-30 – 3 шт.;
- сварочный аппарат ВДУ-300 – 1 шт.

Итого суммарная установленная мощность – 205 кВт.

Вагонсборочный цех. Рекомендуется уменьшить количество используемых сварочных аппаратов в три раза по мощности. Существует возможность не использовать в часы утреннего пика следующие станки:

- настольно-сверлильный НС-12А – 1 шт.;
- привод испытания генераторов – 1 шт.

Итого суммарная установленная мощность – 234,4 кВт.

Электроремонтный цех. Рекомендуется не использовать в часы утреннего пика зарядку аккумуляторов (т. к. существует резерв мощности зарядных агрегатов). Существует возможность не использовать в часы утреннего пика следующие станки и оборудование:

- вертикально-сверлильный 2118Н – 1 шт.;
- радиально-сверлильный 2А554 – 1 шт.;
- токарно-винторезный 1К62 – 3 шт.;
- пресс для литья капрона – 1 шт.;
- аппарат сварочный ВДМ-2001 – 1 шт.

Итого суммарная установленная мощность – 399 кВт.

Деревообрабатывающий цех. Отключать оборудование в этом цехе в часы утреннего пика не рекомендуется в связи с постоянным большим объемом работы.

Котельная. Отключение электрооборудования запрещается, так как это может привести к выходу из строя котлов.

Компрессорная. Для часов утреннего пика рекомендуется перейти на работу компрессора с синхронным двигателем ДСК-12/24.

Расчет способов регулирования для конкретного графика нагрузки представлен в табличном виде в приложении В.

В результате произведенного регулирования графика нагрузки предприятия можно сделать вывод, что при малых объемах работы производства нулевая эффективность ДД-тарифа по сравнению с Д-тарифом по фактической мощности может быть достигнута лишь переносом времени начала работ и времени обеденного перерыва и нет необходимости отключать энергоемкое оборудование в часы утреннего пика.

Для повышения этой эффективности может быть отключено оборудование, указанное выше. При этом эффективность ДД-тарифа составляет 1,551 %.

В результате проведенных расчетов можно сделать вывод, что на Минском вагоноремонтном заводе существует возможность добиться положительной эффективности ДД-тарифа. Кроме этого нужно отметить, что наряду с полученным положительным эффектом от регулирования графика нагрузки будет наблюдаться усиление социальной напряженности в связи с переносом времени обеда и времени начала работы.

При больших объемах работы регулирование графика нагрузки может увеличить время прохождения технологического процесса, что приведет к невозможности получения экономической эффективности при применении ДД-тарифа при оплате за потребленную электроэнергию.

7 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УЧЕТА МОЩНОСТИ И РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для применения Д-тарифа по фактической мощности и ДД-тарифа необходимо иметь на предприятии АСКУЭ, принятую службой по сбыту электроэнергии.

Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии предназначены для автоматического съема, обработки и передачи информации в пункты анализа, контроля и расчета. На АСКУЭ также возлагаются и производные задачи, связанные с оперативной обработкой измерительной информации, вычислением баланса мощности и энергии.

По принципу первичного учета приборы учета (счетчики) можно разделить на виды: индукционные, электронные, микропроцессорные (интеллектуальные).

На базе этих приборов учета может быть построена автоматизированная система учета. В настоящее время существуют два подхода к построению архитектуры АСКУЭ:

- неинтеллектуальный счетчик и интеллектуальный концентратор (контроллер);

- интеллектуальный счетчик и неинтеллектуальный концентратор.

Каждый из этих способов организации АСКУЭ имеет свои достоинства и недостатки. Для того чтобы выбрать АСКУЭ, удовлетворяющую требованиям предприятия, необходимо сравнить две основные концепции их построения и детально остановиться на их технических характеристиках.

АСКУЭ, разработанные на основе классических контроллеров (Симэк, Эркон, СЭМ, ЦТ5000), в основном ориентированы на работу с индукционными и электронными счетчиками. Для связи этих счетчиков с контроллером используются кабельные каналы связи, на выходе которых частота импульсов пропорциональна измеренной мощности. Вся интеллектуальная работа по подсчету импульсов, представлению их в значениях энергии и мощности, распределению измеренных параметров по тарифным зонам, организации текущего времени и даты, поддержки точности хода внутренних часов и другие функции выполняются аппаратурой и программным обеспечением микропроцессорного контроллера. Для такого типа АСКУЭ характерно распределение функций между ее элементами и насыщением кабельными каналами связи, с помощью которых осуществляется передача импульсов между счетчиком и контроллером, обработка собранной информации и передача ее на ПЭВМ по существующим каналам связи по встроенным или внешним модемам. Такая классическая структура имеет ряд недостатков, связанных в

основном с проблемой обеспечения достоверности принятой и переданной информации в эксплуатационных условиях, которые препятствуют созданию надежной АСКУЭ. Перечислим некоторые из этих недостатков:

- а) незащищенность от искажения первоначальной информации, например вследствие установки закоротки на клеммах информационных сигналов, передаваемых от счетчиков к концентраторам;

- б) при обрыве линии связи между контроллером и счетчиком учет электроэнергии в концентраторе не осуществляется, что приводит к искажению достоверности информации и вытекающим отсюда отрицательным последствиям:

- невозможность правильного сведения баланса электроэнергии;

- невозможность точного расчета с потребителем (производителем электроэнергии);

- возникает необходимость в восстановлении идентичности показаний счетчика и контроллера (присутствие человеческого фактора);

- в) при исчезновении питания концентратора учета электроэнергии не происходит по всем каналам, что еще более усугубляет проблемы, перечисленные в п. 2;

- г) необходимость проведения метрологической сертификации по точности подсчета и преобразования импульсов в именованные значения электроэнергии; необходимость регулярного повторения поверки в соответствии с установленным межповерочным интервалом.

Однако неоспоримым достоинством таких концентраторов является их быстродействие в силу простоты обработки информации, считанной со счетчиков, подключенных по частотно-импульсным каналам.

Необходимо отметить, что появившиеся в последнее время отечественные электронные счетчики не внесли никаких изменений в структуру сбора, обработки и передачи информации. У этих счетчиков, как и у предшествующих им электромеханических, связь в структуре АСКУЭ осуществляется по частотно-импульсным каналам, недостатки применения которых отмечались выше.

АСКУЭ типа интеллектуальный счетчик и неинтеллектуальный концентратор (средство маршрутизации). Эта концепция построения АСКУЭ возникла с появлением микропроцессорных счетчиков. Первичным измерительным средством в таком типе АСКУЭ является многофункциональный микропроцессорный счетчик. К счетчикам такого типа следует отнести счетчики Альфа и ЕвроАльфа (АВВ ВЭИ Метроника), ELGAMA (ELGAMA), Гран-Электро (Гран-Система), счетчики завода «Телекарт-Прибор».

В таких АСКУЭ микропроцессорный счетчик является основным элементом, на который возложены функции измерения, преобразования и передачи данных для принятия решений или дальнейшей обработки.

АСКУЭ, базирующиеся на принципе «интеллектуальный счетчик – неинтеллектуальный концентратор», обеспечили создание автоматизированных расчетных коммерческих систем электрической энергии. Рассматриваемый метод построения АСКУЭ отличается от предшествующего повышенной надежностью работы, длительным хранением накопленных данных в самом счетчике при перерывах питания, достоверностью приема и передачи информации и полной защищенностью данных от несанкционированного доступа к ним.

Наличие интерфейсов (ИРПС, телемеханических реле, RS485/422) обеспечивает возможность создания гибких АСКУЭ.

Основные преимущества этих АСКУЭ:

- возможность получения достоверной принятой (переданной) информации, защищенной от несанкционированного доступа; организация автоматизированных расчетных систем; защищенность системы учета от несанкционированного доступа (изменения, подтасовки или искажения) за счет применения системы паролей различных уровней, используемых при общении с интеллектуальными счетчиками; высокая достоверность принятой (переданной) информации достигается за счет отправки циклического кода (вычисляемого на основе полинома 12-й степени) в конце каждого сообщения, расчета его по результатам принятой полезной информации в сообщении и сравнении вычисленного и принятого кодов;

- возможность передавать информацию не только об энергоучете (энергия и мощность), но и дополнительную, такую, как отключение какой-либо фазы напряжения или полное отключение счетчика, время отключения или включения нагрузки, диагностическую информацию о состоянии счетчика и т. д.;

- сохранения истинных данных в памяти счетчика в случае исчезновения питания счетчика и средств маршрутизации;

- возможность организации локальной АСКУЭ и включение счетчиков в другие средства автоматизации (параллельность передачи информации);

- возможность доступа к счетчикам из разных мест.

Список используемых источников

1 Правила пользования электрической и тепловой энергией. – Мн.: Ред. журн. «Тыдзень», 1996. – 176 с.

2 Временная инструкция по применению двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифа на электрическую мощность и энергию для расчетов с промышленными и приравненными к ним потребителями (абонентами) с присоединенной мощностью 750 кВА и выше. – Мн.: СМ РБ, концерн «Белэнерго», 2001. – 15 с.

3 Инструкция по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы. – Мн.: СМ РБ, концерн «Белэнерго», 2002. – 15 с.

4 Декларация об уровне тарифов за электрическую энергию. – Мн.: СМ РБ, концерн «Белэнерго», 2002. – 10 с.

5 Гуртовцев А. Л. Анализ эффективности двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифа в регулировании графика нагрузки потребителя // Энергия и менеджмент. – 2002. – № 1. – С. 25.

6 Гуртовцев А. Л. Комплексная автоматизация учета и контроля электроэнергии и энергоносителей на промышленных предприятиях и их хозяйственных объектах (цикл из 10 статей) // Промышленная энергетика. – 2000. – № 4, 6, 9, 12; 2001. – № 3, 10; 2002. – № 7, 8, 9.

7 Гуртовцев А. Л. Эффективный путь снижения энергозатрат на промышленном предприятии // Энергоэффективность. – 2001. – № 1. – С. 18.

8 Гуртовцев А. Л. Автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях (в вопросах и ответах) // Энергия и менеджмент. – 2002. – № 1 – 4.

9 Тарифы на тепловую и электрическую энергию. – М: Мосэнерго, 2003. – 25 с.

10 Инструкция по применению скидок и надбавок к тарифам на активную электрическую мощность и энергию за потребление и генерацию реактивной мощности и энергии. – Мн.: СМ РБ, концерн «Белэнерго», 2001. – 8 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

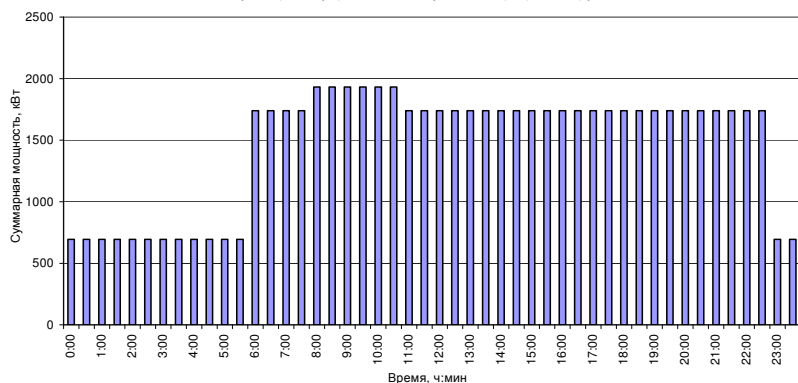
**Перечень
организаций и обособленных структурных подразделений
Белорусской железной дороги,
имеющих присоединенную мощность более 750 кВА**

- 1 Барановичский завод автоматических линий (БЗАЛ).
- 2 Брестский электротехнический завод (БрестЭТЗ).
- 3 Вагонное депо Барановичи ВЧД-4.
- 4 Вагонное депо Брест ВЧД-6.
- 5 Вагонное депо Могилев ВЧД-10.
- 6 Гомельский вагоноремонтный завод (ГомВРЗ).
- 7 Локомотивное депо Барановичи ТЧ-3.
- 8 Локомотивное депо Лида ТЧ-5.
- 9 Локомотивное депо Могилев ТЧ-12.
- 10 Локомотивное депо Полоцк ТЧ-17.
- 11 Минский вагоноремонтный завод (МинскВРЗ).
- 12 Осиповичский завод железобетонных конструкций (ЗЖК Осиповичи).
- 13 Пинский опытный завод путевых машин (ОЗПМ Пинск).
- 14 Рельсосварочный поезд №10 г. Орша (РСП №10).

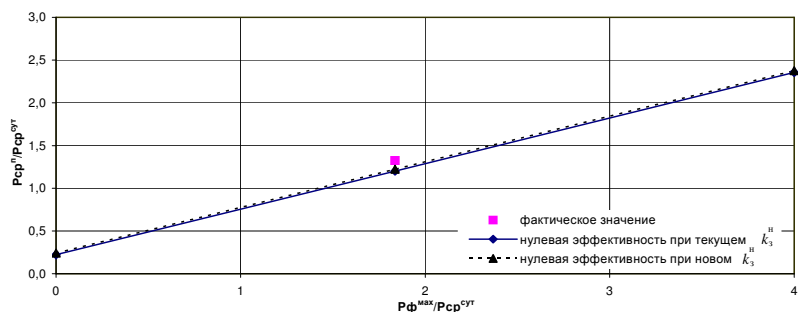
ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

**Эффективность применения тарифной системы
и рекомендации по выбору тарифной подсистемы**

Предприятие **Барановичский завод автоматических линий**
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



Суточный расход электроэнергии	35020 кВт·ч	100 %	
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)	24360 кВт·ч	70 %	
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)	5800 кВт·ч	17 %	
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)	4860 кВт·ч	14 %	
Заявленная максимальная мощность	P_a^{max}	3700 кВт	
Фактическая максимальная мощность	P_{ϕ}^{max}	2680 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	1459 кВт	
Средняя мощность в полупиковой зоне	P_{cp}^{nn}	1740 кВт	119 %
Средняя мощность в пиковой зоне	P_{cp}^n	1933 кВт	132 %
Средняя мощность в ночной зоне	P_{cp}^h	694 кВт	48 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		7,575 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-1,356 %	
	$P_{cp}^h / P_{cp}^{сут}$	0,476	
	$P_{cp}^n / P_{cp}^{сут}$	1,325	
	$P_{\phi}^{max} / P_{cp}^{сут}$	1,837	

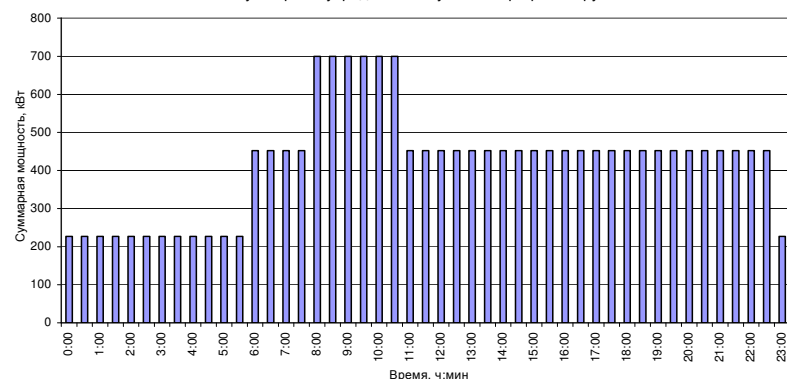


Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика: на полупиковую зону **540** кВт·ч, т. е. мощности - **180** кВт с каждого часа пиковой зоны суток на ночную зону **450** кВт·ч, т. е. мощности - **150** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

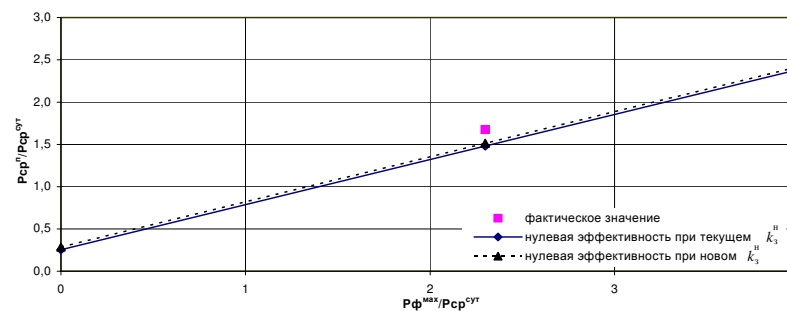
Примечание. Большая величина эффективности перехода с Д-тарифа по заявленной мощности на Д-тариф по фактической мощности говорит о завышенной заявленной мощности и может привести к ее снижению (в случае неувеличивающихся объемов работ).

Продолжение приложения Б

Предприятие **Брестский электротехнический завод**
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



Суточный расход электроэнергии	10020 кВт·ч	100 %	
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)	6330 кВт·ч	63 %	
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)	2100 кВт·ч	21 %	
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)	1590 кВт·ч	16 %	
Заявленная максимальная мощность	P_a^{max}	400 кВт	
Фактическая максимальная мощность	P_{ϕ}^{max}	960 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	418 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	P_{cp}^{nn}	452 кВт	108 %
Средняя мощность в пиковой зоне	P_{cp}^n	700 кВт	168 %
Средняя мощность в ночной зоне	P_{cp}^h	227 кВт	54 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		-17,534 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-2,048 %	
	$P_{cp}^h / P_{cp}^{сут}$	0,544	
	$P_{cp}^n / P_{cp}^{сут}$	1,677	
	$P_{\phi}^{max} / P_{cp}^{сут}$	2,299	

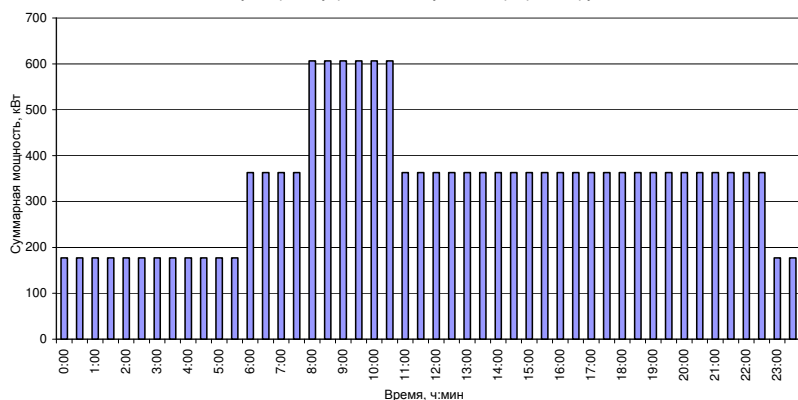


Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика: на полупиковую зону **246** кВт·ч, т. е. мощности - **82** кВт с каждого часа пиковой зоны суток на ночную зону **205** кВт·ч, т. е. мощности - **68** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

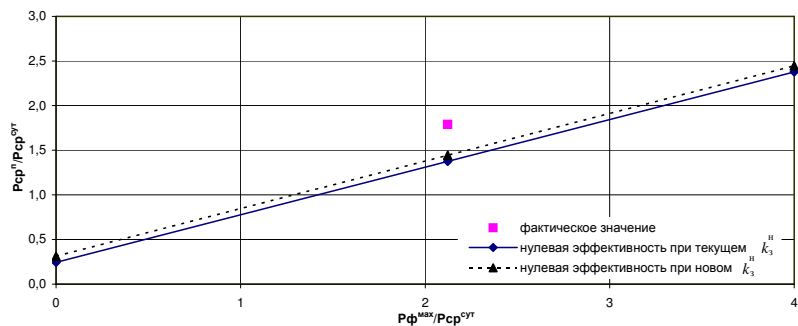
Примечание. Отрицательная эффективность перехода с Д-тарифа по заявленной мощности на Д-тариф по фактической мощности говорит о превышении заявленной мощности и ведет к штрафным санкциям.

Продолжение приложения Б

Предприятие Барановичское вагонное депо (ВЧД-4)
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



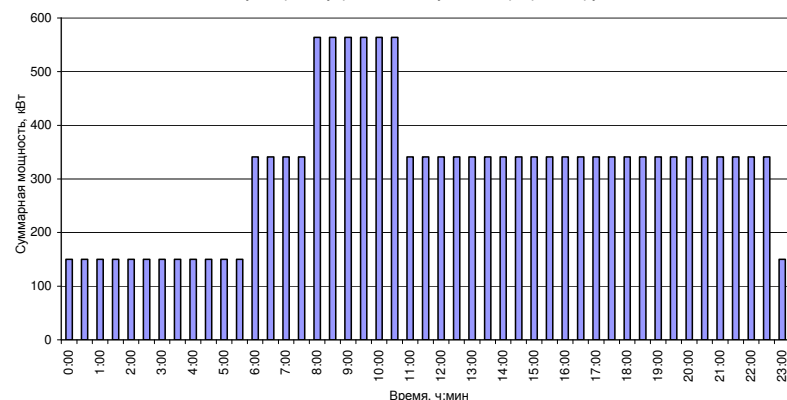
Суточный расход электроэнергии	8140 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)	5080 кВт·ч	62 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)	1820 кВт·ч	22 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)	1240 кВт·ч	15 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{max}	760 кВт
Фактическая максимальная мощность	$P_ф^{max}$	720 кВт
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	339 кВт 100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	P_{cp}^{nn}	363 кВт 107 %
Средняя мощность в пиковой зоне	P_{cp}^n	607 кВт 179 %
Средняя мощность в ночной зоне	P_{cp}^H	177 кВт 52 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		1,320 %
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-4,390 %
	$P_{cp}^n/P_{cp}^{сут}$	0,522
	$P_{cp}^H/P_{cp}^{сут}$	1,789
	$P_ф^{max}/P_{cp}^{сут}$	2,123



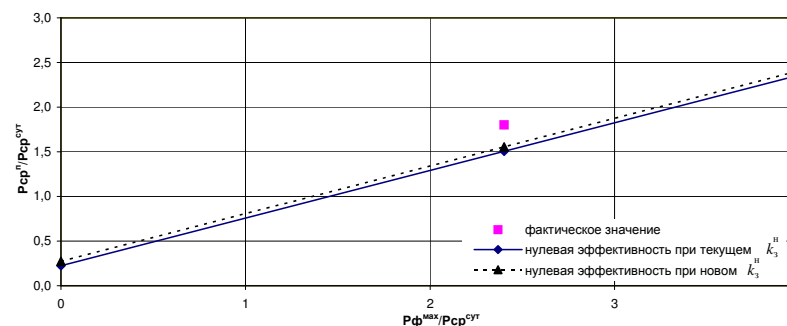
Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика:
на полупиковую зону **420** кВт·ч, т. е. мощности - **140** кВт с каждого часа пиковой зоны суток
на ночную зону **350** кВт·ч, т. е. мощности - **117** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

Продолжение приложения Б

Предприятие Брестское вагонное депо (ВЧД-6)
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



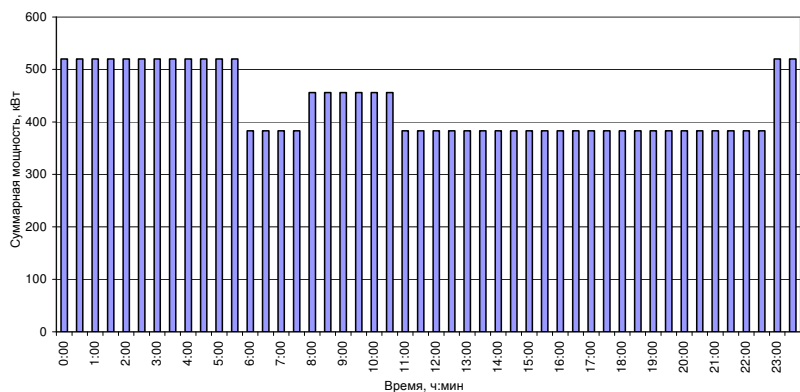
Суточный расход электроэнергии	7516 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)	4772 кВт·ч	63 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)	1692 кВт·ч	23 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)	1052 кВт·ч	14 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{max}	800 кВт
Фактическая максимальная мощность	$P_ф^{max}$	752 кВт
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	313 кВт 100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	P_{cp}^{nn}	341 кВт 109 %
Средняя мощность в пиковой зоне	P_{cp}^n	564 кВт 180 %
Средняя мощность в ночной зоне	P_{cp}^H	150 кВт 48 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		1,658 %
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-3,055 %
	$P_{cp}^n/P_{cp}^{сут}$	0,480
	$P_{cp}^H/P_{cp}^{сут}$	1,801
	$P_ф^{max}/P_{cp}^{сут}$	2,401



Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика:
на полупиковую зону **278** кВт·ч, т. е. мощности - **93** кВт с каждого часа пиковой зоны суток
на ночную зону **232** кВт·ч, т. е. мощности - **77** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

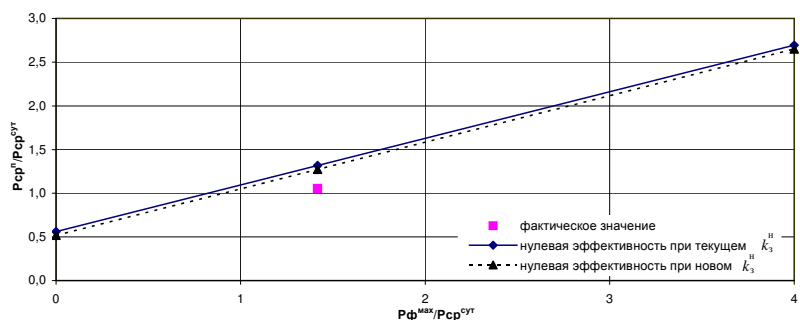
Продолжение приложения Б

Предприятие Могилевское вагонное депо (ВЧД-10)
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



Суточный расход электроэнергии	10368 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)	5362 кВт·ч	52 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)	1368 кВт·ч	13 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)	3638 кВт·ч	35 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{\max} 450 кВт	
Фактическая максимальная мощность	$P_{\text{ф}}^{\max}$ 612 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$ 432 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	$P_{\text{ср}}^{\text{пп}}$ 383 кВт	89 %
Средняя мощность в пиковой зоне	$P_{\text{ср}}^{\text{п}}$ 456 кВт	106 %
Средняя мощность в ночной зоне	$P_{\text{ср}}^{\text{н}}$ 520 кВт	120 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности	-4,849 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности	3,022 %	

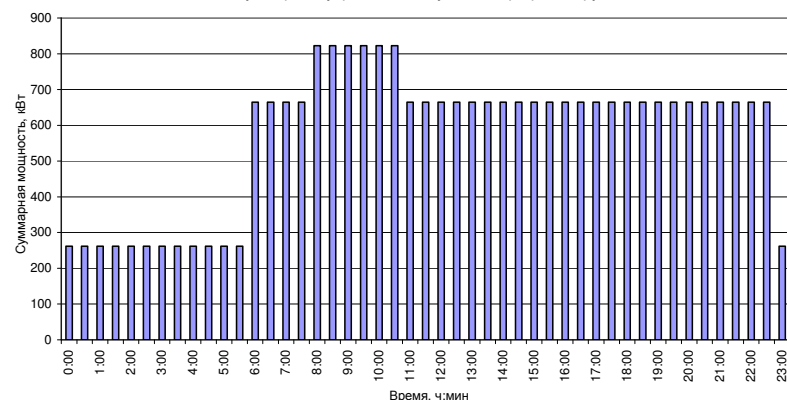
$P_{\text{ср}}^{\text{п}}/P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$	1,203
$P_{\text{ср}}^{\text{н}}/P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$	1,056
$P_{\text{ф}}^{\max}/P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$	1,417



Примечание. Отрицательная эффективность перехода с Д-тарифа по заявленной мощности на Д-тариф по фактической мощности говорит о превышении заявленной мощности и ведет к штрафным санкциям. Положительная эффективность перехода на ДД-тариф была достигнута вследствие работы котельной депо (турбины) в ночное время.

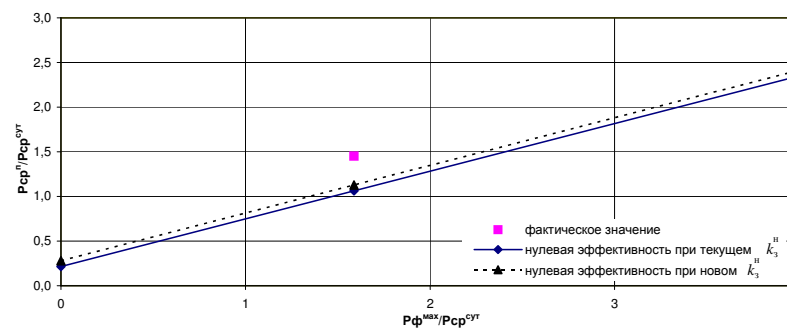
Продолжение приложения Б

Предприятие Локомотивное депо Барановичи (ТЧ-3)
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



Суточный расход электроэнергии	13602 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)	9300 кВт·ч	68 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)	2468 кВт·ч	18 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)	1834 кВт·ч	13 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{\max} 1000 кВт	
Фактическая максимальная мощность	$P_{\text{ф}}^{\max}$ 900 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$ 567 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	$P_{\text{ср}}^{\text{пп}}$ 664 кВт	117 %
Средняя мощность в пиковой зоне	$P_{\text{ср}}^{\text{п}}$ 823 кВт	145 %
Средняя мощность в ночной зоне	$P_{\text{ср}}^{\text{н}}$ 262 кВт	46 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности	2,087 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности	-4,403 %	

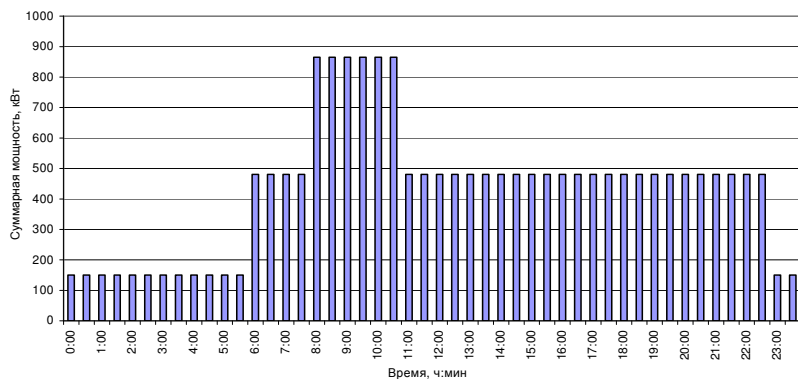
$P_{\text{ср}}^{\text{п}}/P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$	0,462
$P_{\text{ср}}^{\text{н}}/P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$	1,452
$P_{\text{ф}}^{\max}/P_{\text{ср}}^{\text{сут}}$	1,588



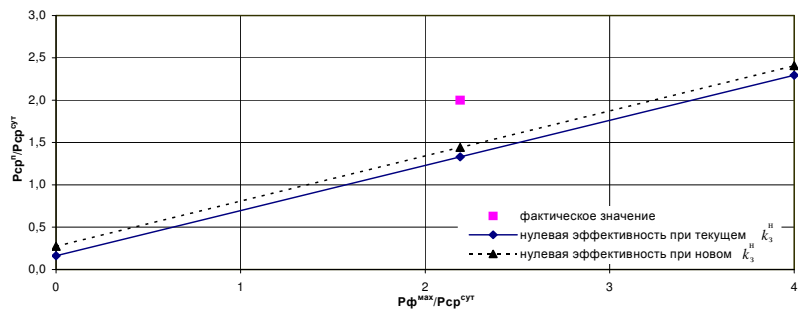
Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика: на полупиковую зону **661** кВт·ч, т. е. мощности - **220** кВт с каждого часа пиковой зоны суток на ночную зону **551** кВт·ч, т. е. мощности - **184** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

Продолжение приложения Б

Предприятие Локомотивное депо Лида (ТЧ-5)
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



Суточный расход электроэнергии		10382 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)		6736 кВт·ч	65 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)		2596 кВт·ч	25 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)		1051 кВт·ч	10 %
Заявленная максимальная мощность	P_a^{max}	950 кВт	
Фактическая максимальная мощность	P_{ϕ}^{max}	948 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	433 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	$P_{cp}^{пн}$	481 кВт	111 %
Средняя мощность в пиковой зоне	$P_{cp}^{п}$	865 кВт	200 %
Средняя мощность в ночной зоне	$P_{cp}^{н}$	150 кВт	35 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		0,062 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-7,070 %	
	$P_{cp}^H / P_{cp}^{сут}$	0,347	
	$P_{cp}^H / P_{cp}^{сут}$	2,000	
	$P_{\phi}^{max} / P_{cp}^{сут}$	2,191	

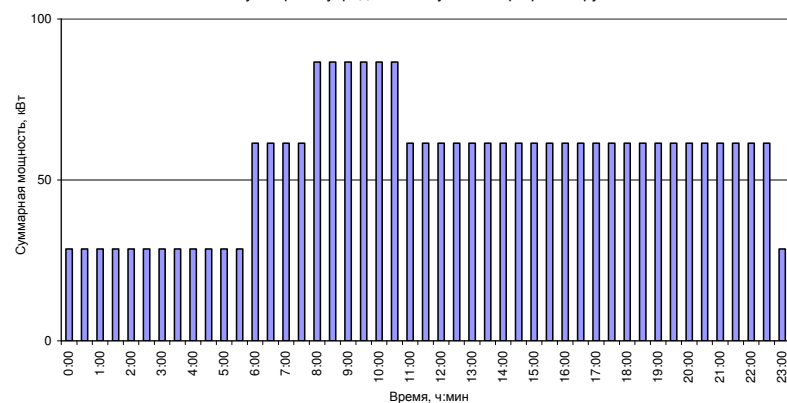


Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика: на полупиковую зону **869** кВт·ч, т. е. мощности - **290** кВт с каждого часа пиковой зоны суток на ночную зону **724** кВт·ч, т. е. мощности - **241** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

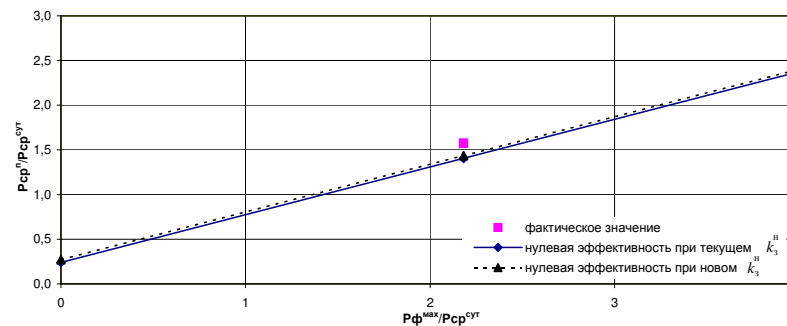
Примечание. Переход с Д-тарифа по фактической мощности на ДД-тариф вызовет серьезные изменения в технологическом процессе и может привести к росту социальной напряженности на предприятии.

Продолжение приложения Б

Предприятие Локомотивное депо Могилев (ТЧ-12)
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



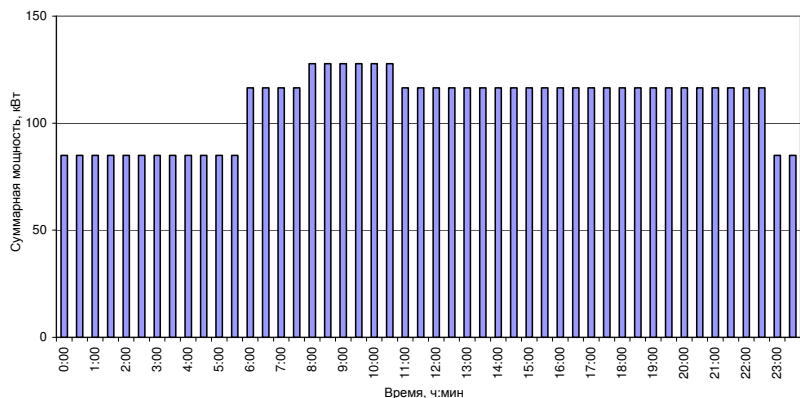
Суточный расход электроэнергии		1320 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)		860 кВт·ч	65 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)		260 кВт·ч	20 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)		200 кВт·ч	15 %
Заявленная максимальная мощность	P_a^{max}	120 кВт	
Фактическая максимальная мощность	P_{ϕ}^{max}	120 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	55 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	$P_{cp}^{пн}$	61 кВт	112 %
Средняя мощность в пиковой зоне	$P_{cp}^{п}$	87 кВт	158 %
Средняя мощность в ночной зоне	$P_{cp}^{н}$	29 кВт	52 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		0,000 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-1,793 %	
	$P_{cp}^H / P_{cp}^{сут}$	0,519	
	$P_{cp}^H / P_{cp}^{сут}$	1,576	
	$P_{\phi}^{max} / P_{cp}^{сут}$	2,182	



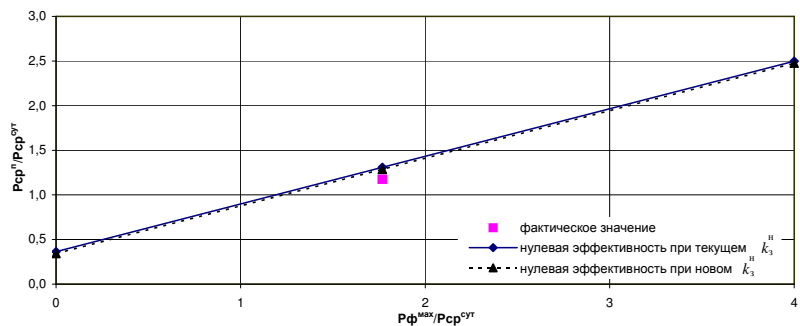
Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика: на полупиковую зону **28** кВт·ч, т. е. мощности - **9** кВт с каждого часа пиковой зоны суток на ночную зону **23** кВт·ч, т. е. мощности - **8** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

Продолжение приложения Б

Предприятие Локомотивное депо Полоцк (ТЧ-17)
Суммарный усредненный суточный график нагрузки

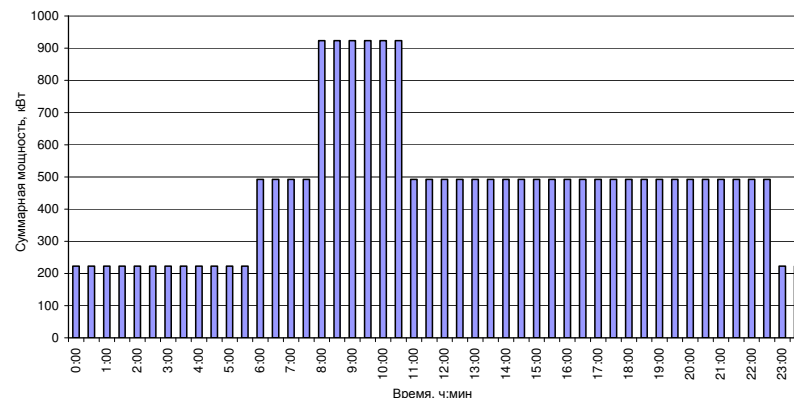


Суточный расход электроэнергии		2609 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)		1631 кВт·ч	63 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)		383 кВт·ч	15 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)		595 кВт·ч	23 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{max}	200 кВт	
Фактическая максимальная мощность	P_{Φ}^{max}	192 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	109 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	P_{cp}^{nn}	117 кВт	107 %
Средняя мощность в пиковой зоне	P_{cp}^n	128 кВт	118 %
Средняя мощность в ночной зоне	P_{cp}^H	85 кВт	78 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		0,841 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		1,463 %	
	$P_{cp}^H/P_{cp}^{сут}$	0,781	
	$P_{cp}^n/P_{cp}^{сут}$	1,176	
	$P_{\Phi}^{max}/P_{cp}^{сут}$	1,768	

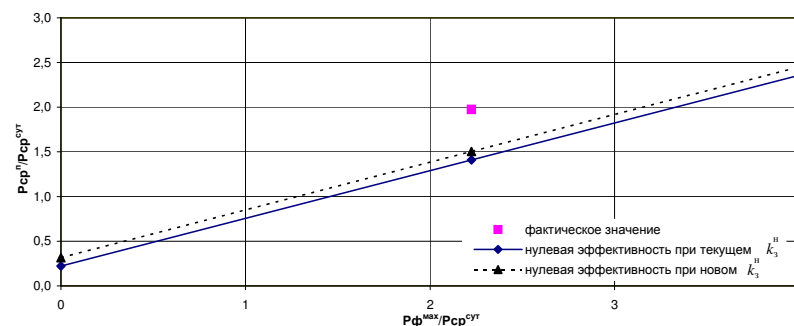


Продолжение приложения Б

Предприятие Минский вагоноремонтный завод
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



Суточный расход электроэнергии		11220 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)		6890 кВт·ч	61 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)		2770 кВт·ч	25 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)		1560 кВт·ч	14 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{max}	1200 кВт	
Фактическая максимальная мощность	P_{Φ}^{max}	1040 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	468 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	P_{cp}^{nn}	492 кВт	105 %
Средняя мощность в пиковой зоне	P_{cp}^n	923 кВт	198 %
Средняя мощность в ночной зоне	P_{cp}^H	223 кВт	48 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		3,696 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-5,952 %	
	$P_{cp}^H/P_{cp}^{сут}$	0,477	
	$P_{cp}^n/P_{cp}^{сут}$	1,975	
	$P_{\Phi}^{max}/P_{cp}^{сут}$	2,225	

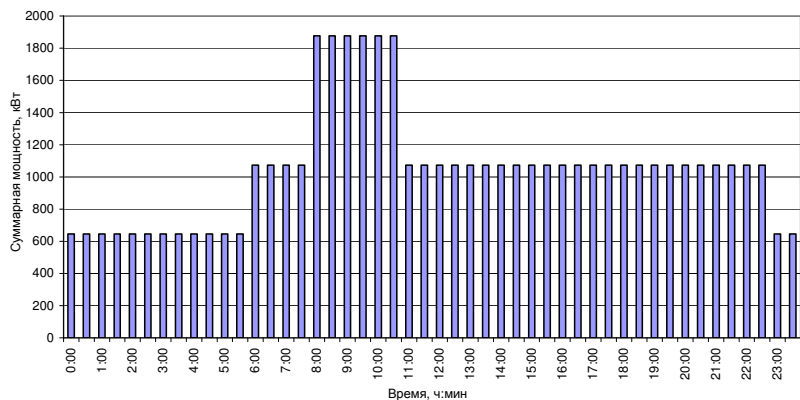


Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика:

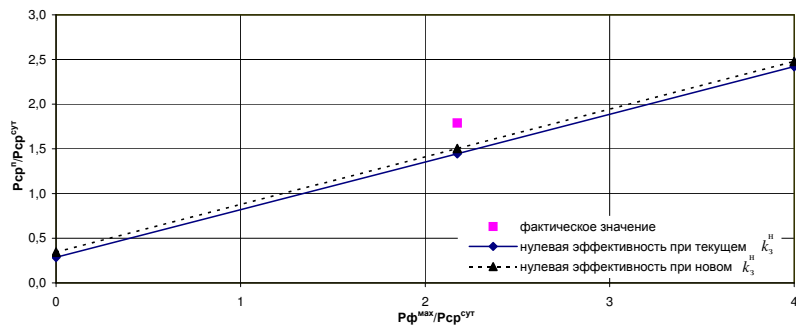
на полупиковую зону	794 кВт·ч, т. е. мощности - 265 кВт с каждого часа пиковой зоны суток
на ночную зону	662 кВт·ч, т. е. мощности - 221 кВт с каждого часа пиковой зоны суток

Продолжение приложения Б

Предприятие Осиповичский завод железобетонных конструкций
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



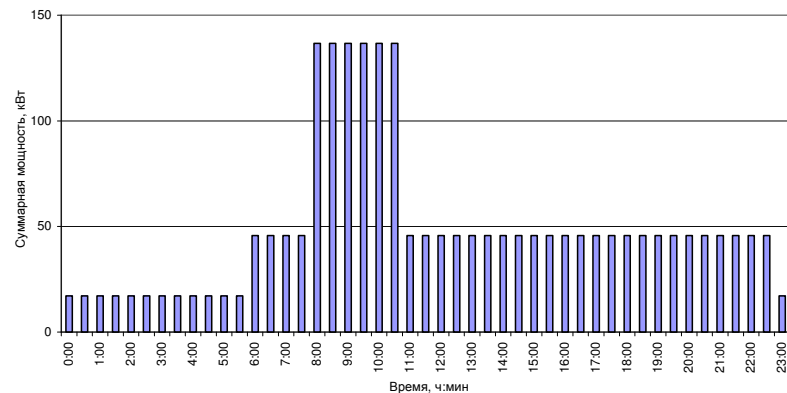
Суточный расход электроэнергии	25170 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)	15020 кВт·ч	60 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)	5630 кВт·ч	22 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)	4520 кВт·ч	18 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{max}	2300 кВт
Фактическая максимальная мощность	P_{Φ}^{max}	2280 кВт
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	1049 кВт 100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	$P_{cp}^{пн}$	1073 кВт 102 %
Средняя мощность в пиковой зоне	P_{cp}^n	1877 кВт 179 %
Средняя мощность в ночной зоне	P_{cp}^H	646 кВт 62 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		0,215 %
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-3,623 %
	$P_{cp}^H/P_{cp}^{сут}$	0,616
	$P_{cp}^n/P_{cp}^{сут}$	1,789
	$P_{\Phi}^{max}/P_{cp}^{сут}$	2,174



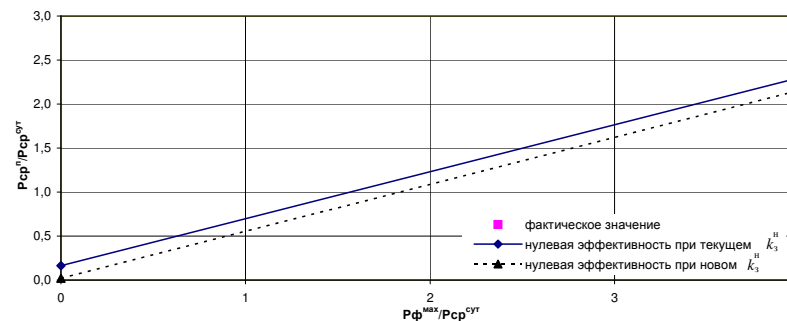
Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика: на полупиковую зону **1078** кВт·ч, т. е. мощности - **359** кВт с каждого часа пиковой зоны суток на ночную зону **898** кВт·ч, т. е. мощности - **299** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

Продолжение приложения Б

Предприятие Пинский завод путевых машин
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



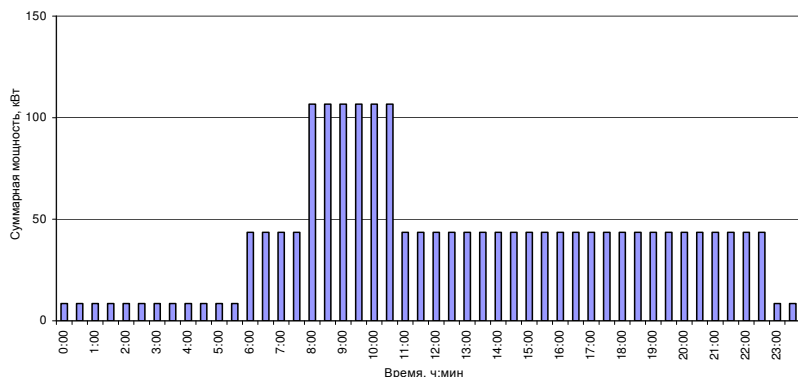
Суточный расход электроэнергии	1170 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)	640 кВт·ч	55 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)	410 кВт·ч	35 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)	120 кВт·ч	10 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{max}	280 кВт
Фактическая максимальная мощность	P_{Φ}^{max}	320 кВт
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	49 кВт 100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	$P_{cp}^{пн}$	46 кВт 94 %
Средняя мощность в пиковой зоне	P_{cp}^n	137 кВт 280 %
Средняя мощность в ночной зоне	P_{cp}^H	17 кВт 35 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		-6,598 %
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		6,093 %
	$P_{cp}^H/P_{cp}^{сут}$	0,352
	$P_{cp}^n/P_{cp}^{сут}$	2,803
	$P_{\Phi}^{max}/P_{cp}^{сут}$	6,564



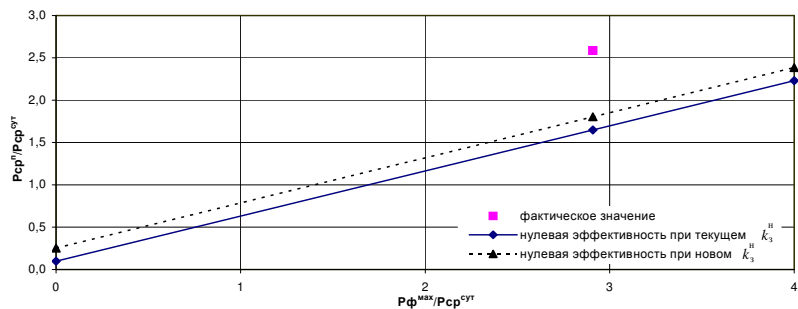
Примечание. Отрицательная эффективность перехода с Д-тарифа по заявленной мощности на Д-тариф по фактической мощности говорит о превышении заявленной мощности и ведет к штрафным санкциям. Положительная эффективность перехода на ДД-тариф была достигнута вследствие завышенной мощности за получас с 9^{30} до 10^{00} .

Продолжение приложения Б

Предприятие Рельсварочный поезд № 10 (г. Орша)
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



Суточный расход электроэнергии		990 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)		610 кВт·ч	62 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)		320 кВт·ч	32 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)		60 кВт·ч	6 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{max}	120 кВт	
Фактическая максимальная мощность	$P_ф^{max}$	120 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	41 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	$P_{cp}^{пн}$	44 кВт	106 %
Средняя мощность в пиковой зоне	$P_{cp}^п$	107 кВт	259 %
Средняя мощность в ночной зоне	$P_{cp}^н$	9 кВт	21 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		0,000 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-9,153 %	
	$P_{cp}^н/P_{cp}^{сут}$	0,208	
	$P_{cp}^п/P_{cp}^{сут}$	2,586	
	$P_ф^{max}/P_{cp}^{сут}$	2,909	

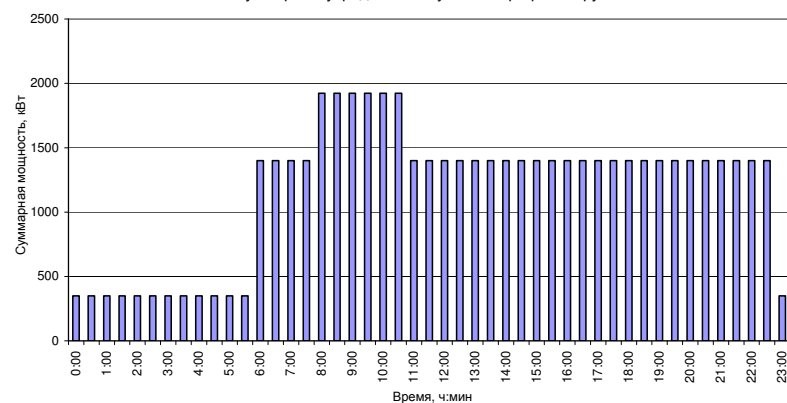


Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика: на полупиковую зону **116** кВт·ч, т. е. мощности - **39** кВт с каждого часа пиковой зоны суток на ночную зону **97** кВт·ч, т. е. мощности - **32** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

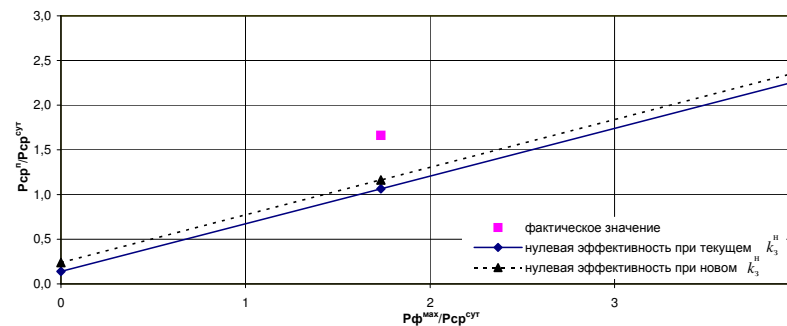
Примечание. Переход с Д-тарифа по фактической мощности на ДД-тариф вызовет серьезные изменения в технологическом процессе и может привести к росту социальной напряженности на предприятии.

Продолжение приложения Б

Предприятие Гомельский вагоноремонтный завод
Суммарный усредненный суточный график нагрузки



Суточный расход электроэнергии		27804 кВт·ч	100 %
Расход электроэнергии в полупиковой зоне (6:00-8:00, 11:00-23:00)		19595 кВт·ч	70 %
Расход электроэнергии в пиковой зоне (8:00-11:00)		5772 кВт·ч	21 %
Расход электроэнергии в ночной зоне (23:00-6:00)		2437 кВт·ч	9 %
Заявленная максимальная мощность	P_3^{max}	2100 кВт	
Фактическая максимальная мощность	$P_ф^{max}$	2008 кВт	
Средняя мощность за сутки	$P_{cp}^{сут}$	1159 кВт	100 %
Средняя мощность в полупиковой зоне	$P_{cp}^{пн}$	1400 кВт	121 %
Средняя мощность в пиковой зоне	$P_{cp}^п$	1924 кВт	166 %
Средняя мощность в ночной зоне	$P_{cp}^н$	348 кВт	30 %
Эффективность перехода на Д-тариф по фактической мощности с Д-тарифа по заявленной потребляемой мощности		0,934 %	
Эффективность перехода на ДД-тариф с Д-тарифа по фактической потребляемой мощности		-6,633 %	
	$P_{cp}^н/P_{cp}^{сут}$	0,301	
	$P_{cp}^п/P_{cp}^{сут}$	1,661	
	$P_ф^{max}/P_{cp}^{сут}$	1,733	



Для одинаковой оплаты по Д-тарифу и ДД-тарифу по фактической мощности необходимо перенести следующее количество энергии с зоны утреннего пика: на полупиковую зону **2072** кВт·ч, т. е. мощности - **691** кВт с каждого часа пиковой зоны суток на ночную зону **1727** кВт·ч, т. е. мощности - **576** кВт с каждого часа пиковой зоны суток

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

**Возможность регулирования графика нагрузки
Минского вагоноремонтного завода для повышения
эффективности применения двухставочно-дифференцированного
тарифа по оплате за электроэнергию**

Расчет потребления электроэнергии в часы утреннего максимума нагрузки ведем с помощью коэффициента использования.

Расход электроэнергии за время утреннего максимума нагрузки рассчитываем по формуле

$$W_3 = 3 P_y n K_n, \quad (B.1)$$

где P_y – установленная мощность оборудования, кВт;

n – количество оборудования, работающего в часы утреннего максимума нагрузки;

K_n – коэффициент использования оборудования.

Результаты расчета сводим в таблицу В.1.

Таблица В.1 – Результаты расчета мероприятий по регулированию графика нагрузки

Оборудование	P_y , кВт	До регулирования			Нулевой эффект			Окончательно		
		n	K_n	W_3 , кВт·ч	n	K_n	W_3 , кВт·ч	n	K_n	W_3 , кВт·ч
Колёсный цех										
Колесотокарный ИВВ-112	75,0	1	0,140	31,500	1	0,093	21	0	0,093	0
То же	75,0	1	0,140	31,500	0	0,093	0	1	0,093	21
Колесотокарный 1836Б	75,0		0,140			0,093			0,093	0
Круглошлифовальный АТ- 154	22,0		0,200			0,133			0,133	0
Круглошлифовальный Зм175	25,0		0,200			0,133			0,133	0
Токарно-карусельный КС-412	70,0	1	0,200	42,000	1	0,133	28	1	0,133	28
То же	70,0	1	0,200	42,000	1	0,133	28	0	0,133	0
Токарно-карусельный 1516	70,0		0,200			0,133			0,133	0
Токарно-карусельный 1531м	30,0		0,200			0,133			0,133	0
Токарно-винторезный 1м63	22,0		0,200			0,133			0,133	0
То же	22,0		0,140			0,093			0,093	0
- // -	22,0		0,140			0,093			0,093	0
- // -	22,0		0,140			0,093			0,093	0
- // -	22,0		0,140			0,093			0,093	0
Токарно-копировальный ГОА-407	22,0		0,140			0,093			0,093	0
Токарно-накатной ХАД-112	22,0		0,140			0,093			0,093	0
То же	22,0		0,140			0,093			0,093	0
Горизонтально-сверлильный АМ 16884	12,5		0,140			0,093			0,093	0
Балансировочный МС 992-51	3,0		0,120			0,080			0,080	0

Продолжение приложения В

Оборудование	P_y , кВт	До регулирования			Нулевой эффект			Окончательно		
		n	K_n	W_3 , кВт·ч	n	K_n	W_3 , кВт·ч	n	K_n	W_3 , кВт·ч
Токарный 1М63БФ	17,0		0,140			0,093			0,093	0
Точильно-шлифовочный ЗБ834	5,5		0,140			0,093			0,093	0
То же	5,5		0,100			0,067			0,067	0
Настольно-сверлильный НС-12А	0,4		0,100			0,067			0,067	0
Отрез-пила «Галлера»	20,0		0,100			0,067			0,067	0
То же	20,0		0,400			0,267			0,267	0
Испытательный стенд	5,0		0,400			0,267			0,267	0
Испытательный стенд для редукторов	5,0		0,400			0,267			0,267	0
Балансировочный станок	25,0		0,400			0,267			0,267	0
То же	3,0		0,140			0,093			0,093	0
Гидропресс	3,0		0,140			0,093			0,093	0
Фрезерный ВМ127М	5,5		0,140			0,093			0,093	0
Горизонтальный фрезерный импортный	22,0		0,140			0,093			0,093	0
Токарный МК6056	5,5		0,140			0,093			0,093	0
Строгальный	17,0		0,140			0,093			0,093	0
Сверлильный 2С132 К90	5,5		0,120			0,080			0,080	0
Заточной В3187	5,5		0,120			0,080			0,080	0
Пресс гидравлический, распрессовка	7,5	1	0,120	2,700	1	0,080	1,8	1	0,080	1,8
Пресс гидравлический, запрессовка	7,5	1	0,120	2,700	1	0,080	1,8	1	0,080	1,8
Кран-балка	7,5	1	0,120	2,700	1	0,080	1,8	1	0,080	1,8
То же	5,5	1	0,050	0,825	1	0,033	0,55	1	0,033	0,55
Вентиляция	22,0	1	0,600	39,600	1	0,400	26,4	1	0,400	26,4
Освещение	37,0	1	0,800	88,800	1	0,533	59,2	1	0,533	59,2
Итого	960,9			284,3			168,6			140,6
Ремонтно-механическое отделение КПП										
Радиально-сверлильный «Рабо-на»	7,5		0,160			0,107		0	0,107	0
Токарно-винторезный 1К62	10,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Вертикально-фрезерный 6Р13	22,0	1	0,160	10,560	1	0,107	7,04	1	0,107	7,04
Поперечно-строгальный 7Е35	7,5	1	0,160	3,600	1	0,107	2,4	1	0,107	2,4
Вертикально-долбежный	5,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Вертикально-сверлильный 2Н125	3,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Настольно-сверлильный 2М112	0,4		0,160			0,107		0	0,107	0
Универсально-заточной 313642	3,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Токарно-винторезный 1К62	10,0	1	0,140	4,200	1	0,093	2,8		0,093	0
То же	10,0	1	0,140	4,200	1	0,093	2,8		0,093	0
- // -	10,0	1	0,140	4,200	1	0,093	2,8	1	0,093	2,8
- // -	10,0	1	0,140	4,200	1	0,093	2,8	1	0,093	2,8
- // -	10,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Токарно-револьверный 1К36	7,5		0,160			0,107		0	0,107	0

Продолжение приложения В

Оборудование	P _y , кВт	До регулирования			Нулевой эффект			Окончательно		
		n	K _n	W _з , кВт·ч	n	K _n	W _з , кВт·ч	n	K _n	W _з , кВт·ч
Вертикально-долбежный	7,5		0,160			0,107		0	0,107	0
Вертикально-фрезерный 6Н13П	22,0		0,140			0,093			0,093	0
То же	22,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Настольно-сверлильный 2Н112	0,6		0,140			0,093			0,093	0
То же	0,6		0,140			0,093			0,093	0
- // -	0,6		0,140			0,093		0	0,093	0
Радиально-сверлильный 2А554	12,0		0,160			0,107			0,107	0
Радиально-сверлильный 2К52	5,5		0,140			0,093		0	0,093	0
Горизонтально-фрезерный 6Р82	17,0		0,140			0,093			0,093	0
Резьбонарезной полуавтомат 5Д07	8,5	1	0,140	3,570	1	0,093	2,38	1	0,093	2,38
Резьбонарезной полуавтомат 5993	7,5		0,140			0,093		0	0,093	0
Отрезной 8Б6Б	5,5	1	0,140	2,310	1	0,093	1,54	1	0,093	1,54
Плоскошлифовальный 3Е711Б	22,0		0,140			0,093			0,093	0
Точильно-шлифовальный 3Б634	5,5		0,160			0,107		0	0,107	0
То же	5,5		0,160			0,107		0	0,107	0
Точильно-шлифовальный импорт.	3,0		0,140			0,093		0	0,093	0
То же	3,0		0,140			0,093		0	0,093	0
- // -	3,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Плоскошлифовальный 3Е711Б	22,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Вертикально-сверлильный 2125	5,0	1	0,160	2,400	1	0,107	1,6		0,107	0
То же	5,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Насосы	97,0		0,300			0,200			0,200	0
Кран-балки 4шт.	5,5	1	0,050	0,825	1	0,033	0,55	1	0,033	0,55
Вентиляция	10,0	1	0,600	18,000	1	0,400	12	1	0,400	12
Освещение	37,0	1	0,800	88,800	1	0,533	59,2	1	0,533	59,2
Итого	448,7			146,9			97,9			90,7
Кузнечно-прессовый цех										
Молот электропневматический 250 т	40,0		0,120			0,080			0,080	0
Молот электропневматический 100 т	23,0		0,120			0,080			0,080	0
Молот электропневматический 63 т	14,0		0,120			0,080			0,080	0
Пресс для испытания рессор	17,0		0,120			0,080			0,080	0
Пресс фрикционный	10,0	1	0,120	3,600	1	0,080	2,4		0,080	0
То же	12,5	1	0,120	4,500	1	0,080	3		0,080	0
Ковочная машина «Вагнер»	15,0		0,120			0,080		0	0,080	0
Горизонтально-ковочная машина ВВП 37	16,0		0,120			0,080		0	0,080	0
Пресс дугостаторный ФБ1732	17,0		0,120			0,080		0	0,080	0
Пресс-ножницы эксцентричные	12,5		0,120			0,080		0	0,080	0
Кривошипный пресс 2326Е	10,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Ножницы комбинированные	7,5		0,140			0,093		0	0,093	0

Продолжение приложения В

Оборудование	P _y , кВт	До регулирования			Нулевой эффект			Окончательно		
		n	K _n	W _з , кВт·ч	n	K _n	W _з , кВт·ч	n	K _n	W _з , кВт·ч
Гильотина НП3118	12,5		0,140			0,093			0,093	0
Листогиб ИГ1330	22,0		0,140			0,093			0,093	0
Токарный автомат Б140	8,5		0,140			0,093		0	0,093	0
Токарный станок 1К62	10,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Шлифовальный станок	22,0		0,120			0,080		0	0,080	0
Токарный станок 1М63Ф	22,0		0,120			0,080			0,080	0
То же	22,0		0,120			0,080			0,080	0
- // -	22,0		0,120			0,080			0,080	0
Токарный станок 1М63Ф	22,0		0,120			0,080		0	0,080	0
Строгальный станок	7,5		0,140			0,093		0	0,093	0
Долбежный станок	5,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Фрезерный станок БТ1229	21,0		0,120			0,080			0,080	0
То же	21,0		0,120			0,080			0,080	0
- // -	21,0		0,120			0,080		0	0,080	0
Сверлильный станок	5,5		0,120			0,080			0,080	0
То же	3,0		0,120			0,080		0	0,080	0
- // -	2,2		0,120			0,080		0	0,080	0
Отрезной станок	20,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Кран-балка	5,5		0,050			0,033		0	0,033	0
То же	5,5		0,050			0,033		0	0,033	0
Сварочный аппарат ВДМ201	74,0		0,300			0,200			0,200	0
То же	74,0		0,300			0,200			0,200	0
- // -	74,0		0,300			0,200			0,200	0
Сварочный аппарат ВДМ1001	90,0	1	0,300	81,000	0	0,200	0		0,200	0
Вентиляция	68,0	1	0,409	83,380	1	0,200	40,8	1	0,200	40,8
Освещение	37,6	1	0,600	67,680	1	0,400	45,12	1	0,400	45,12
Итого	892,3			240,2			91,3			85,9
Разборочно-комплектовочный цех										
Токарно-револьверный станок	17,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Токарно-винторезный "КУСОН"	17,0		0,160			0,107			0,107	0
Токарно-винторезный 1К62	10,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Токарно-винторезный 1А616	17,0		0,160			0,107			0,107	0
То же	14,0		0,160			0,107		0	0,107	0
Вертикально-сверлильный 2А53У	12,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Вертикально-сверлильный 2Н125	7,0		0,140			0,093			0,093	0
Вертикально-сверлильный 2А53У	12,0		0,140			0,093			0,093	0
Вертикально-фрезерный "КУСОН"	17,0		0,140			0,093		0	0,093	0
Точильно-шлифовальный 36634	5,5		0,050			0,033		0	0,033	0
Настольно-сверлильный НС-12А	0,4		0,100			0,067		0	0,067	0
Настольно-сверлильный НС-6	0,6		0,100			0,067		0	0,067	0
Точильно-шлифовальный 36634	5,5		0,120			0,080		0	0,080	0
Поперечно-строгальный Ш-3А	5,0		0,140			0,093		0	0,093	0

Продолжение приложения В

Оборудование	P _y , кВт	До регулирования			Нулевой эффект			Окончательно		
		n	K _n	W _з , кВт·ч	n	K _n	W _з , кВт·ч	n	K _n	W _з , кВт·ч
Поперечно-строгальный 7Е-35	7,5		0,140		0,093		0	0,093	0	
Вертикально-сверлильный 2118А	5,5		0,120		0,080		0	0,080	0	
Токарно-револьверный 1А-36	7,5		0,140		0,093		0	0,093	0	
Резьбонарезной полуавтомат 5Д07	8,5		0,140		0,093			0,093	0	
То же	8,5		0,140		0,093		0	0,093	0	
- // -	8,5		0,140		0,093		0	0,093	0	
- // -	8,5		0,140		0,093		0	0,093	0	
Зубонарезной станок 5Ф-32	17,0		0,160		0,107		0	0,107	0	
Продольно-строгальный 7231А	7,5		0,160		0,107		0	0,107	0	
Стенд для испытания редукторов	50,0		0,400		0,267			0,267	0	
Моечная машина	35,0		0,800		0,533		0	0,533	0	
Печь эмалирования	30,0	1	0,300	27,000	1	0,200	18	1	0,200	18
Печь цветного литья	15,0	1	0,300	13,500	1	0,200	9	1	0,200	9
Печь полимеризации	15,0		0,300		0,200		0	0,200	0	
Печь СНО-3	15,0		0,300		0,200		0	0,200	0	
Оборудование гальваническое	110,0	1	0,150	49,500	1	0,100	33	1	0,100	33
Печь нагревательная Н-30	15,0		0,300		0,200			0,200	0	
То же	15,0		0,300		0,200			0,200	0	
- // -	15,0		0,300		0,200			0,200	0	
- // -	15,0		0,300		0,200		0	0,200	0	
Сварочный аппарат ВДУ-300	40,0	1	0,300	36,000	1	0,200	24		0,200	0
То же ВДУ-506	40,0		0,300		0,200		0	0,200	0	
Вентиляция	85,0	1	0,600	153,000	1	0,600	153	1	0,600	153
Освещение	40,0	1	0,600	72,000	1	0,400	48	1	0,400	48
Итого	754,0			351,000			285			261
Вагоносборочный цех										
Настольно-сверлильный НС-12А	0,4		0,120		0,080			0,080	0	
Настольно-сверлильный НС-12А	0,4		0,120		0,080		0	0,080	0	
Настольно-сверлильный 2М-112	0,6		0,120		0,080		0	0,080	0	
Токарно-винторезный МК6056	17,0		0,120		0,080		0	0,080	0	
Заточной	1,5		0,050		0,033		0	0,033	0	
Ножницы комбинированные НБ633	12,5		0,100		0,067		0	0,067	0	
Зигмашина С237А	4,0		0,100		0,067		0	0,067	0	
Виброножницы	0,8		0,100		0,067		0	0,067	0	
Листоправные вальцы	5,5		0,100		0,067		0	0,067	0	
Универсальная гидроскоба	3,0		0,100		0,067		0	0,067	0	
Подъемные площадки	80,0	1	0,050	12,000	1	0,033	8	1	0,033	8
Винтовые подъемники	120,0	1	0,050	18,000	1	0,033	12	1	0,033	12
Электроинструмент	20,0	1	0,060	3,600	1	0,040	2,4	1	0,040	2,4
Привод испытания генераторов	60,0		0,100		0,067			0,067	0	
Моечные насосы 4 шт.	18,8	1	0,200	11,250	1	0,133	7,5	1	0,133	7,5
Насосы 2 шт.	15,0		0,200		0,133		0	0,133	0	
Гидропресс 4 шт.	7,5		0,100		0,067		0	0,067	0	

Продолжение приложения В

Оборудование	P _y , кВт	До регулирования			Нулевой эффект			Окончательно		
		n	K _n	W _з , кВт·ч	n	K _n	W _з , кВт·ч	n	K _n	W _з , кВт·ч
Выпрямители зарядные 10 шт.	10,0		0,300		0,200		0	0,200	0	
Аппарат сварочный ВДМ 201	75,0	3	0,300	202,500	3	0,200	135		0,200	0
Аппарат сварочный ВДМ 1001	70,0	2	0,300	126,000	2	0,200	84	2	0,200	84
Аппарат сварочный ВДМ 1201	37,0		0,300		0,200		0	0,200	0	
Выпрямитель ВС-600М 2шт.	46,0		0,200		0,133		0	0,133	0	
Выпрямитель ВДУ1000	74,0		0,200		0,133		0	0,133	0	
Кран-балка	50,0	1	0,050	7,500	1	0,033	5	1	0,033	5
Тепловые завесы 6 шт.	2,2		0,200		0,133		0	0,133	0	
Освещение	63,0	1	0,800	151,200	1	0,533	100,8	1	0,533	100,8
Вентиляция	36,0	1	0,600	64,800	1	0,400	43,2	1	0,400	43,2
Итого	830,2			596,850			397,9			262,9
Электроремонтный цех										
Настольно-сверлильный 2А10Б	0,4		0,100		0,067		0	0,067	0	
То же	0,4		0,100		0,067		0	0,067	0	
Вертикально-сверлильный 2118Н	5,5		0,140		0,093			0,093	0	
Радиально-сверлильный 2А554	12,5		0,140		0,093			0,093	0	
Заточной ЗБ634	5,5		0,100		0,067		0	0,067	0	
Трубоотрезной ВМС-32	4,0		0,140		0,093		0	0,093	0	
Многошпиндельный резьбонарезной	3,0		0,140		0,093		0	0,093	0	
Настольно-сверлильный 2А106	0,4		0,100		0,067		0	0,067	0	
Настольно-сверлильный 2М122	0,6		0,100		0,067		0	0,067	0	
Вертикально-сверлильный 2118М	5,5		0,140		0,093		0	0,093	0	
Токарно-винторезный 1К62 3 шт.	30,0		0,140		0,093			0,093	0	
Токарно-винторезный 116	17,0		0,140		0,093		0	0,093	0	
Токарно-винторезный И125П	20,0		0,140		0,093		0	0,093	0	
Вертикально-сверлильный 2Н125	3,0		0,140		0,093		0	0,093	0	
То же	3,0		0,140		0,093		0	0,093	0	
Настольно-сверлильный НС-12А	0,4		0,100		0,067		0	0,067	0	
Пресс для литья капрона	30,0		0,300		0,200			0,200	0	
То же	30,0		0,300		0,200		0	0,200	0	
Стенд для испытаний генераторов	50,0		0,600		0,400		0	0,400	0	
Аппарат сварочный ВДМ 2001	90,0		0,300		0,200			0,200	0	
Аппарат сварочный ВДУ 506-УЗ	40,0		0,600		0,400			0,400	0	
Аппарат сварочный ВДУ 500	31,0	1	0,600	55,800	1	0,400	37,2		0,400	0
Выпрямитель ЖРУ-150/75	15,0	4	0,400	72,000	4	0,267	48		0,267	0
Выпрямитель ВДУ 506-УЗ	40,0		0,600		0,400			0,400	0	
Вентиляция	30,0	1	0,600	54,000	1	0,400	36	1	0,400	36
Освещение	18,0	1	0,800	43,200	1	0,533	28,8	1	0,533	28,8
Итого	485,2			225,0			150,0			64,8
Деревообрабатывающий цех										
Ленточная пила ЛС-80	10,0		0,200		0,133			0,133		
Фрезерный станок	5,5	1	0,200	3,300	1	0,133	2,2	1	0,133	2,2
Маятниковая пила (торцовка)	5,5		0,200		0,133			0,133		
Токарный станок	7,5		0,200		0,133			0,133		

Окончание приложения В

Оборудование	P _у , кВт	До регулирования			Нулевой эффект			Окончательно		
		n	K _н	W _з , кВт·ч	n	K _н	W _з , кВт·ч	n	K _н	W _з , кВт·ч
Горизонтально-сверлильный	3,0		0,200			0,133			0,133	
Вертикально-сверлильный	3,0		0,200			0,133			0,133	
Маятниковая пила	5,5		0,200			0,133			0,133	
4-х сторонний строгальный СПЗО-1	30,0	1	0,200	18,000	1	0,133	12	1	0,133	12
Фуговальный станок	5,5		0,200			0,133			0,133	
Рейсмусовый СР-6	15,5		0,200			0,133			0,133	
Ленточная пила ЛС-100	12,5		0,200			0,133			0,133	
Фрезерный ФСШ-2А	7,5	1	0,200	4,500	1	0,133	3	1	0,133	3
Фуговальный СФА-4	5,5		0,200			0,133			0,133	
Ленточная пила ЛС40	4,0		0,200			0,133			0,133	
Фуговальный СФА-4	5,5		0,200			0,133			0,133	
Ленточная пила ЛС-80	10,0		0,200			0,133			0,133	
Фрезерный по дереву Ф-3	5,5	1	0,200	3,300	1	0,133	2,2	1	0,133	2,2
Рейсмусовый СР6-5	12,5		0,200			0,133			0,133	
Рейсмусовый СР6	12,5		0,200			0,133			0,133	
4-сторонний строгальный С26-2	30,0	1	0,200	18,000	1	0,133	12	1	0,133	12
Долбежный станок	4,0		0,200			0,133			0,133	
Пила Ц-6	5,5		0,200			0,133			0,133	
Универсально-шлифовальный ШЛ	12,5	1	0,200	7,500	1	0,133	5	1	0,133	5
Ленточно-шлифовальный ШЛПС	5,0		0,200			0,133			0,133	
Вентиляция	40,0	1	0,600	72,000	1	0,400	48	1	0,400	48
Освещение	10,5	1	0,800	25,200	1	0,533	16,8	1	0,533	16,8
Итого	274,0			151,8			101,2			101,2
Котельная										
Сетевой насос К-90/55	18,5	1	0,800	44,400	1	0,800	44,4	1	0,800	44,4
Подпиточный насос 2К-20/30 2x4	4,0	1	0,800	9,600	1	0,800	9,6	1	0,800	9,6
Перекачивающий насос К-45/30	10,0	1	0,800	24,000	1	0,800	24	1	0,800	24
Дымосос 11 кВт	11,0	1	0,800	26,400	1	0,800	26,4	1	0,800	26,4
Дутьевая установка ВДН-10	11,0	1	0,800	26,400	1	0,800	26,4	1	0,800	26,4
Питательные насосы ЦНС-38/132	30,0	1	0,800	72,000	1	0,800	72	1	0,800	72
Питательные насосы МС-30/200	28,0	1	0,800	67,200	1	0,800	67,2	1	0,800	67,2
Насос сбора конденсата К-45/55	10,0	1	0,800	24,000	1	0,800	24	1	0,800	24
Насос сбора конденсата К-45/30 (резерв)	7,5	0	0,800	0,000	0	0,800	0	0	0,800	0
Итого	242,5			294,0			294			294
Компрессорная										
ДСК-173/16-16м	300,0	1	0,448	403,500	0	0,448	0	0	0,448	0
ДСК-12/24	132,0	0	0,448	0,000	1	0,792	313,62	1	0,792	313,62
2 насоса по 15 кВт	30,0	1	0,850	76,500	1	0,850	76,5	1	0,850	76,5
Итого				480			390,1			390,1
Всего				2770			1976			1691

Учебное издание

*МОГИЛА Владимир Степанович
ПАВЛОВ Михаил Александрович
ИВЛЕВ Валерий Александрович
ЕВДАСЕВ Игорь Сергеевич*

**Применение многотарифной системы оплаты
за потребленную электроэнергию
на предприятиях Белорусской железной дороги**

Пособие для слушателей курсов повышения квалификации

Редактор Н. А. Д а ш к е в и ч
Технический редактор В. Н. К у ч е р о в а

Подписано в печать 30.08.2004 г. Формат бумаги 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Гарнитура Таймс. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 3,83. Тираж 150 экз.
Зак. № . Изд. № 4132.

Редакционно-издательский отдел БелГУТа, 246653, г. Гомель, ул. Кирова, 34.
Лиц. № 02330/0133394 от 19.07.2004 г.

Типография БелГУТа, 246022, г. Гомель, ул. Кирова, 34.
Лиц. № 02330/0148780 от 30.04.2004 г.