

## Опыт практического применения механизма ценозависимого потребления электроэнергии для повышения эффективности реализации инвестиционных проектов на промышленных предприятиях России

© 2019 г. А.П. Дзюба

ФГАОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»,  
454080, Челябинск, Проспект Ленина, д. 76

Рассмотрено повышение эффективности инвестиционного проекта модернизации участка закалочных печей на промышленном предприятии посредством механизма ценозависимого потребления электроэнергии. Раскрыты особенности ценообразования на закупку электроэнергии промышленными предприятиями и обосновывается целесообразность применения организационно-экономического инструмента повышения энергетической эффективности – ценозависимого потребления электроэнергии. На конкретном практическом примере показана экономическая эффективность реализации инвестиционного проекта в базовом сценарии проекта и при использовании ценозависимого потребления. На базе модели ценозависимого электропотребления проведен расчет нескольких комбинаций графиков загрузки оборудования для различных смен, на основании которых определены тарифы на закуп электроэнергии, величина которых оказалась существенно ниже аналогичных значений в базовом варианте. На основе полученных ценовых параметров закупки электроэнергии проведен расчет показателей эффективности и финансовой реализуемости инвестиционного проекта. Полученные результаты исследования позволяют сделать выводы об экономической целесообразности и практической реализуемости разработанных инструментов ценозависимого электропотребления применение которых позволит снизить затраты на закупку электроэнергии для промышленных предприятий и повысить эффективность реализуемых инвестиционных проектов.

**Ключевые слова:** промышленная энергетика, энергетическая эффективность, управление спросом на электропотребление, ценозависимое электропотребление, энерготарифы, промышленные инвестиции, инвестиционный проект

### Введение

Одним из базовых направлений инновационного и технологического развития мировой промышленности является реализация технологий энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Энергосбережение позволяет без существенных вложений снизить затраты на потребление энергоресурсов, сократить себестоимость производимой продукции и повысить эффективность и устойчивость деятельности предприятий. Если во всем мире реализация механизмов энергосбережения получила начало после мировых энергетических кризисов 1973 и 1979–1980 гг. [1–3], то в России инструменты и механизмы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на общегосудар-

ственном уровне получили старт лишь в 2009 году и в настоящий момент проходят этапы дальнейшего развития и достижения уровня внедрения мировых энергетических технологий и трендов [4–6].

Основными категориями потребителей энергетических ресурсов в мире является сектор услуг и население. Так, если среднемировая доля потребления электроэнергии промышленностью составляет 30 %, то в России данный показатель составляет 62 % (рис. 1).

### Постановка задачи

Промышленный сектор России в большей части представлен энергоёмкими отраслями промышленности, такими как, металлургический комплекс,

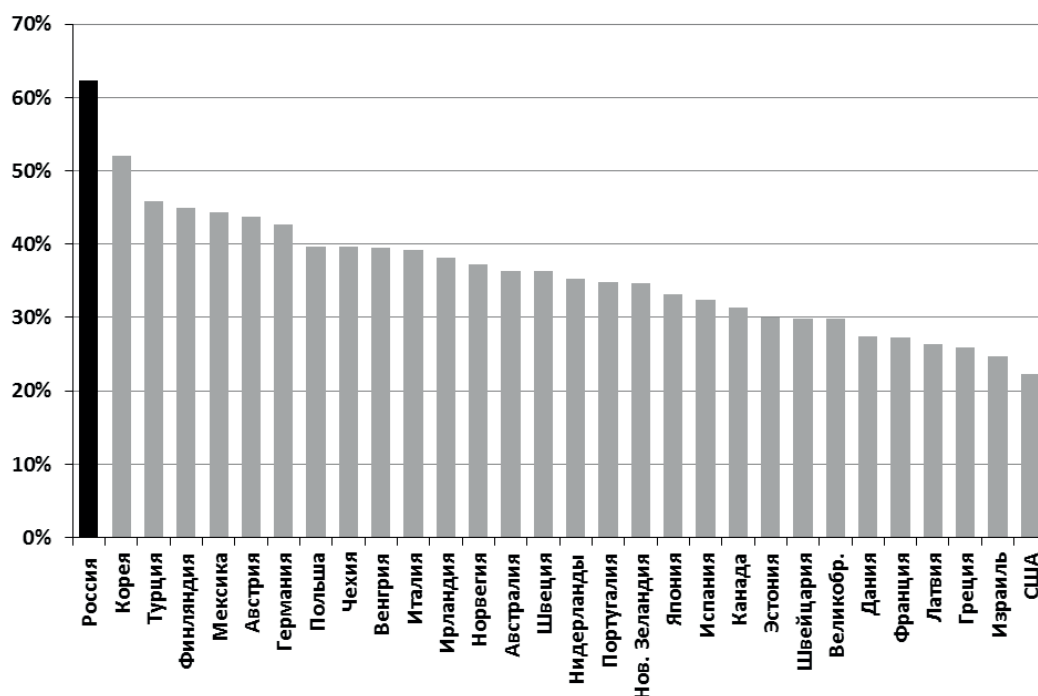


Рис. 1. Доля потребления электроэнергии промышленным сектором в странах мира [7, 8]  
[The share of electricity consumption by the industrial sector in the world]

который включает в себя черную и цветную металлургию, тяжелое машиностроение и станкостроение, химическую и нефтехимическую промышленность и пр. На **рис. 2** показаны доли расходов на электроэнергию в себестоимости продукции базовых отрас-

лей промышленности России. Как видно из рисунка, в алюминиевой промышленности доля затрат на потребление электроэнергии в структуре себестоимости составляет 35 %, в станкостроении 12 %, в горнодобывающей промышленности – 9 %, в обраба-

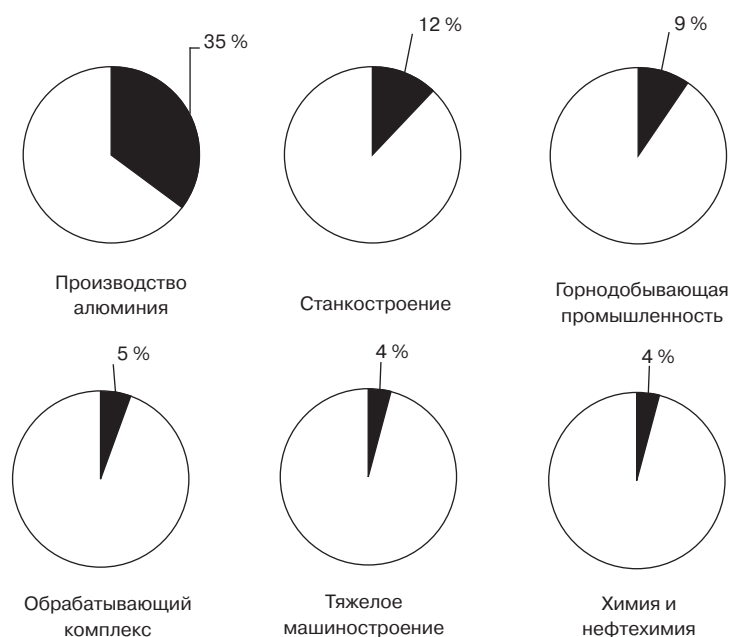


Рис. 2. Доля расходов на электроэнергию в себестоимости продукции базовых отраслей промышленности России [11]  
[The share of electricity costs in the cost of production of basic industries in Russia]

тывающем комплексе – 5 %. Учитывая существенные масштабы промышленного сектора России, затраты на потребление электроэнергии промышленными предприятиями составляют несколько триллионов рублей ежегодно. Таким образом, повышение энергетической эффективности промышленного сектора России, а именно его энергоемких отраслей, позволят повысить эффективность деятельности всей экономики страны, укрепить финансовую устойчивость и повысить сроки окупаемости инвестиционных проектов.

В процессе реализации инвестиционных проектов на промышленных предприятиях вопрос высокой энергетической эффективности внедряемого оборудования играет одну из главных ролей, т. к. затрагивает ключевые характеристики инвестиционного проекта [9, 10].

Таким образом, в условиях реализации инвестиционных проектов в промышленности, выполнение мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности, играет более важную роль, т. к. инвестиционные проекты связаны с использованием заемного капитала, что существенно завышает и без того высокие затраты на закупку энергоресурсов в условиях низкой энергетической эффективности.

Методы энергосбережения и повышения энергетической эффективности можно разделить на две основные категории: технологические и организационно-экономические. Технологические методы основаны на внедрении передовых технологий, имеющих более высокие классы удельного потребления энергоресурсов при аналогичных показателях энергетического обеспечения потребителей. Организационно-экономические методы повышения энергетической эффективности основаны на совершенствовании управления энергетическим хозяйством и управления параметрами потребления энергоресурсов. По нашему мнению, для экономики России организационно-экономические методы повышения энергетической эффективности характеризуются существенным неиспользованным потенциалом [12].

Одним из организационно-экономических методов повышения энергетической эффективности используемых во многих странах мира является управление спросом на электропотребление. Управление спросом на электропотребление является инициативной формой экономического взаимодействия между субъектами электроэнергетики и потребителями электроэнергии, направленной на выравнивание графиков электропотребления на краткосрочных периодах и снижении динамики роста спроса в долгосрочной перспективе [13].

Наиболее распространенным элементом управления спросом, реализуемым на уровне конечных потребителей электроэнергии, является технология «реакции со стороны спроса» (англ. *Demand Response* или DR). Реакция со стороны спроса – добровольное изменение потребляемой мощности со стороны потребителя электроэнергии выполняе-

мое для выравнивания спроса на электропотребление на уровне энергосистемы для лучшего согласования спроса на электропотребление с режимами работы электростанций [14].

Существует два направления управления реакцией со стороны спроса: принудительное нормирование и экономическое нормирование. Принудительное нормирование основано на применении лимитов и ограничений потребления электроэнергии в рамках определенных объемов и временных периодов [15]. Экономическое нормирование основано на стимулировании потребителей электроэнергии к переносу спроса на периоды, наиболее важные для выравнивания пика энергосистемы, посредством высоких ценовых параметров поставки электроэнергии [16]. Управление собственным графиком спроса на электропотребление со стороны потребителей на основе экономических стимулов носит название ценозависимое потребление [17].

### Методология исследования

Действующие условия поставки электроэнергии с оптового и розничного рынка электроэнергии России позволяют промышленным потребителям электроэнергии управлять стоимостью закупок электроэнергии. Вся обращаемая электроэнергия закупается на основе индивидуальных почасовых графиков спроса на потребление электроэнергии. На основе почасового графика спроса производится расчет параметров стоимости закупок электроэнергии, которые делятся на три основных составляющих: электрическая энергия, электрическая мощность и услуга по передаче электроэнергии, структура которых представлена на **рис. 3**.

Общая стоимость электроэнергии (SE) закупаемая промышленными предприятиями и крупными потребителями электроэнергии как в рамках оптового, так и в рамках розничного рынка рассчитывается по формуле (1).

$$SE = SW + SP + SP, \quad (1)$$

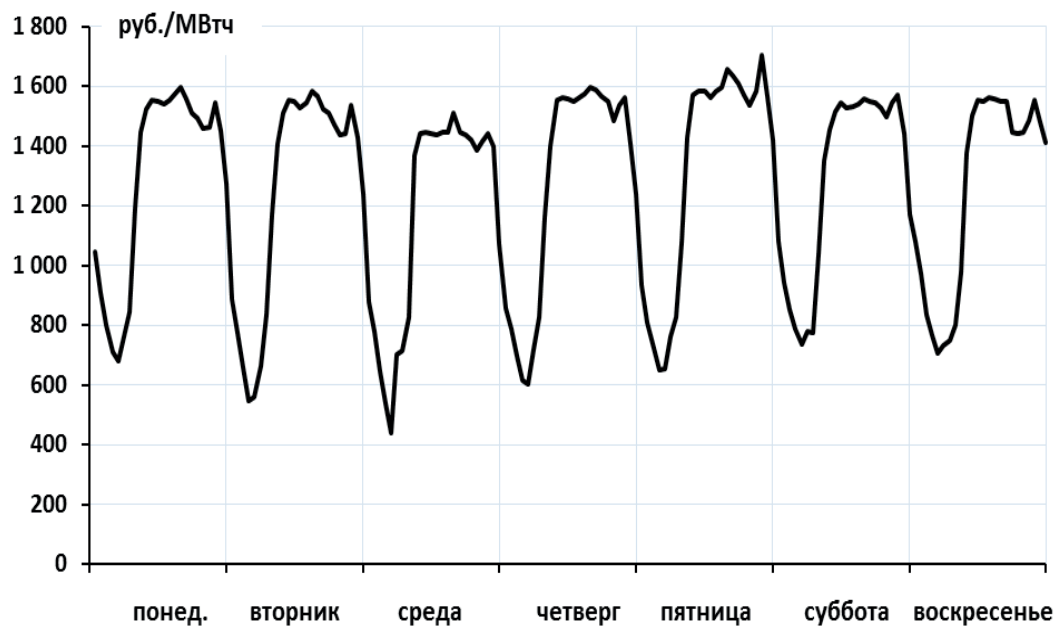
где SW – стоимость электрической энергии (руб.); SP – стоимость электрической мощности (руб.); SP – стоимость услуг по передаче электроэнергии (руб.).

Величина каждого компонента формируется посредством рыночного механизма ценообразования, который в каждом случае имеет свою специфику. Для примера, на **рис. 4** представлен пример графика почасовых цен на поставляемую электроэнергию за рабочую неделю. Как видно из рис. 4, ценовые параметры в разрезе суток изменяются от 700 до 1200 руб. за 1 МВтч.

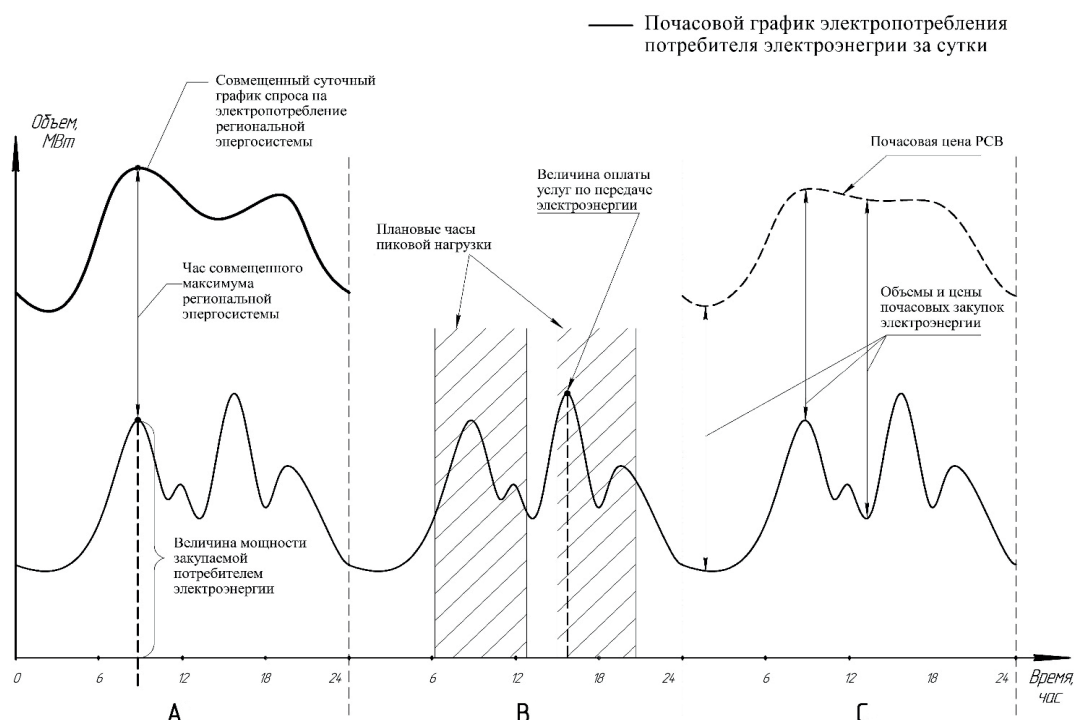
Специфика формирования стоимости закупок электроэнергии по каждому компоненту проработана авторами в исследованиях [18, 19]. На **рис. 5** на базе типового графика спроса на электропотребление представлены графические примеры определения обязательств по оплате всех трех компонентов стоимости электроэнергии.



**Рис. 3. Структура стоимости электроэнергии в России для промышленных предприятий, закупающих электроэнергию как в рамках оптового, так и в рамках розничного рынков электроэнергии**  
 [The structure of the cost of electricity in Russia for industrial enterprises that purchase electricity both in the wholesale and in the retail electricity market]



**Рис. 4. Пример почасовых цен на электрическую энергию на оптовом рынке на территории Ленинградской области за период 17–23.07.2017 г. [7]**  
 [An example of hourly prices for electricity in the wholesale market in the Leningrad Region for the period July 17–23, 2017]



**Рис. 5. Графические примеры определения обязательств по оплате различных компонентов стоимости электроэнергии на базе типового графика спроса на электропотребление:**

А – электрической мощности; В – услуг по передаче электроэнергии; С – стоимости покупки электрической энергии на рынке на сутки вперед

[Graphic examples of the determination of obligations to pay for various components of the cost of electricity based on a typical schedule of demand for electricity: (A) electric power; (B) electricity transmission services; (C) the cost of buying electricity in the day-ahead market]

Как видно из примера формирования величины обязательств по оплате электрической мощности, показанном на графике «А», при смещении собственных максимумов спроса на электропотребление с часа суточного максимума электропотребления региональной электроэнергетической системы происходит снижение величины обязательств по покупке мощности, следовательно, снижаются затраты на ее оплату общей электроэнергии.

На примере графика «В» видно, что при управлении спросом на электропотребление в периоды плановых часов пиковой нагрузки электроэнергетической системы производится снижение величины, принимаемой для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей, и, следовательно, снижается стоимость услуг по передаче электроэнергии для потребителя.

Также, на примере графика «С» видно, при управлении графиком спроса на электропотребление в периоды высоких ценовых параметров рынка на сутки вперед производится снижение величины электроэнергии, закупаемой по максимальным суточным ценам, и, следовательно, снижается стоимость электроэнергии, закупаемой потребителем на рынке на сутки вперед. Таким образом, все три компонента стоимости электроэнергии имеют зависимость от единого параметра –

характера почасового суточного графика электропотребления и поддаются ценозависимому управлению, что находит отражение в следующей модели:

$$\begin{cases} SE = SW + SP + S\P \\ SW = f(W_t) \\ SP = f(W_t) \\ S\P = f(W_t) \end{cases} \rightarrow SE = f(W_t) \quad (2)$$

При оптимизации графика спроса на электропотребление сразу по трем компонентам стоимости, будет происходить снижение общей стоимости электроэнергии  $SE$ , закупаемой промышленным предприятием.

#### Опыт практического применения

На примере инвестиционного проекта модернизации участка закалочных печей на промышленном предприятии, расположенном в Ленинградской области, приведем пример повышения эффективности реализации инвестиционного проекта посредством применения представленной модели ценозависимого электропотребления.

Таблица 1

Планируемый объем производства продукции и показатели выручки [Planned production volume and revenue indicators]					
Период	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Плановый объем обработки					
т	12 000	15 000	18 000	18 000	18 000
Цена термообработки изделий					
руб./т	7 100	7 100	7 600	7 600	7 600
Выручка проекта					
руб.	85 200 000	106 500 000	136 800 000	136 800 000	136 800 000
Закупка электроэнергии					
Индекс роста тарифов	1	1,07	1,07	1,07	1,07
Базовые тарифы на потребляемую электроэнергию					
руб./кВтч	5,20	5,56	5,95	6,37	6,82
Объем потребления электроэнергии на 1 тонну металла в базовом варианте сменности работы предприятия					
кВтч*т	770,00	770,00	770,00	770,00	770,00
Затраты на закупку электроэнергии в базовом варианте					
руб.	48 048 000	64 264 200	82 515 233	88 291 299	94 471 690

### Исходные данные проекта

На промышленном предприятии в связи с расширением производства на участке термообработки требуется закупить и установить две электропечи с выкатным подом. Планируемый срок реализации инвестиционного проекта 2020–2024 гг.

– Потребляемая мощность каждой печи составляет 2200 кВт.

– Стоимость каждой печи составляет 38 000 000 рублей (в том числе НДС);

– Стоимость доставки и строительно-монтажных работ составляет 4 896 000 (в том числе НДС);

– Годовые затраты на обеспечение и ЖКХ проекта составляют 1 340 000 рублей (в том числе НДС);

– Годовые накладные расходы проекта составляют 1 340 000 рублей (в том числе НДС);

– Годовые административные издержки проекта составляют 960 000 рублей (в том числе НДС);

– Годовые расходы по оплате труда проекта составляют 7 920 000 рублей (в том числе НДС);

Планируемый объем производства продукции, цена термообработки изделий, выручка проекта,

затраты на закупку электроэнергии представлены в **табл. 1.**

Итоговая величина инвестиций, привлекаемых составляет 80 896 000 рублей. Процентная ставка банка – 17 % годовых, срок кредита – 5 лет, тип платежей – аннуитетные.

Расчет чистой прибыли и денежных потоков представлен в **табл. 2.** Денежные потоки по видам деятельности и расчёт чистого денежного потока (**ЧДД**) представлен в **табл. 3.** Как видно из результатов расчета, если показатель денежного потока накопленным итогом является положительными, и на конец периода реализации проекта составляет 16 662 524 руб., чистый дисконтированный доход от реализации проекта является отрицательным и составляет –10 999 024 рубля. Также, оценка финансовой реализуемости проекта показала недостаточность финансирования проекта. Таким образом, целесообразность реализации инвестиционного проекта предприятием ставится под сомнение.

Оценка факторов, влияющих на реализуемость проекта показала, что в структуре себестоимости обработки изделий в процессе реализации проекта

Таблица 2

Расчёт чистой прибыли и денежных потоков [Calculation of net profit and cash flow]					
Название статьи	Значение по годам, руб.				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Выручка	85 200 000	106 500 000	136 800 000	136 800 000	136 800 000
Затраты на электроэнергию	48 048 000	64 264 200	82 515 233	88 291 299	94 471 690
Затраты на обеспечение и ЖКХ	1 340 000	1 433 800	1 534 166	1 641 558	1 756 467
Накладные расходы	220 000	220 000	220 000	220 000	220 000
Административные издержки	960 000	1 027 200	1 099 104	1 176 041	1 258 364
Расходы по оплате труда	7 920 000	8 712 000	9 583 200	10 541 520	11 595 672
Проценты по кредиту	13 752 320	11 791 736	9 497 853	6 814 010	3 673 913
Амортизация оборудования	4 518 000	4 518 000	4 518 000	4 518 000	4 518 000
Прибыль до налогообложения	8 441 680	14 533 064	27 832 444	23 597 572	19 305 894
Налог на прибыль	1 688 336	2 906 613	5 566 489	4 719 514	3 861 179
Чистая прибыль	6 753 344	11 626 451	22 265 955	18 878 058	15 444 715
Суммарный денежный поток	11 271 344	16 144 451	26 783 955	23 396 058	19 962 715



Таблица 3

Денежные потоки по видам деятельности и расчёт ЧДД [Cash flows by activity and the calculation of the Net Cash Flow]					
Название статьи	Значение по годам, руб.				
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Инвестиционная деятельность	80 896 000	0	0	0	0
Денежный поток по инвестиционной деятельности	-80 896 000	0	0	0	0
Операционная деятельность:					
Выручка	85 200 000	106 500 000	136 800 000	136 800 000	136 800 000
Затраты	72 240 320	87 448 936	104 449 556	108 684 428	112 976 106
Амортизация	4 518 000	4 518 000	4 518 000	4 518 000	4 518 000
Прибыль до налогообложения	8 441 680	14 533 064	27 832 444	23 597 572	19 305 894
Налог на прибыль	1 688 336	2 906 613	5 566 489	4 719 514	3 861 179
Чистая прибыль	6 753 344	11 626 451	22 265 955	18 878 058	15 444 715
Денежный поток по операционной деятельности	11 271 344	16 144 451	26 783 955	23 396 058	19 962 715
Суммарный денежный поток	-69 624 656	16 144 451	26 783 955	23 396 058	19 962 715
Процентная ставка	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Коэффициент дисконтирования	1	0,855	0,731	0,624	0,534
Дисконтированный денежный поток	-69 624 656	13 798 676	19 566 042	14 607 810	10 653 104
Чистый дисконтированный доход (NPV)					-10 099 024
Денежный поток накопленным итогом	-69 624 656	-53 480 205	-26 696 250	-3 300 192	16 662 524
Дисконтированный денежный поток накопленным итогом	-69 624 656	-55 825 980	-36 259 937	-21 652 128	-10 999 024

основную долю составляют затраты на электроэнергию – 67 % (рис. 6).

Для снижения затрат на закупку электроэнергии нами предложено внедрение на участок закалочных печей системы управления основанной на ценозависимом электропотреблении.

#### Применение модели ценозависимого электропотребления

Для разработки системы ценозависимого управления электропотреблением на участке зака-

лочных печей были учтены следующие данные о работе оборудования:

- Рассматриваемые нагревательные печи работают в течение одной смены каждые сутки;
- Последовательность выполнения почасовых операций отсутствует;
- График работы участка – пятидневная рабочая неделя;
- Продолжительность одной смены составляет 8 часов в сутки в любую очередность рабочих смен – 1, 2 или 3;

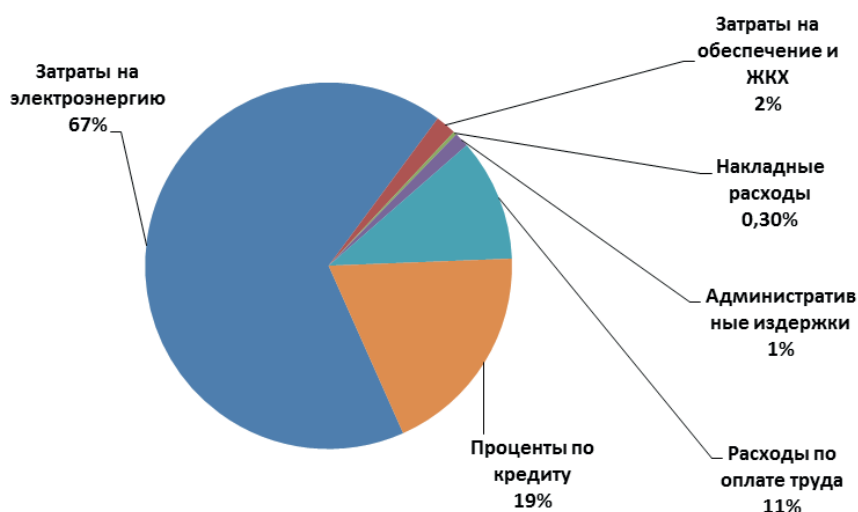
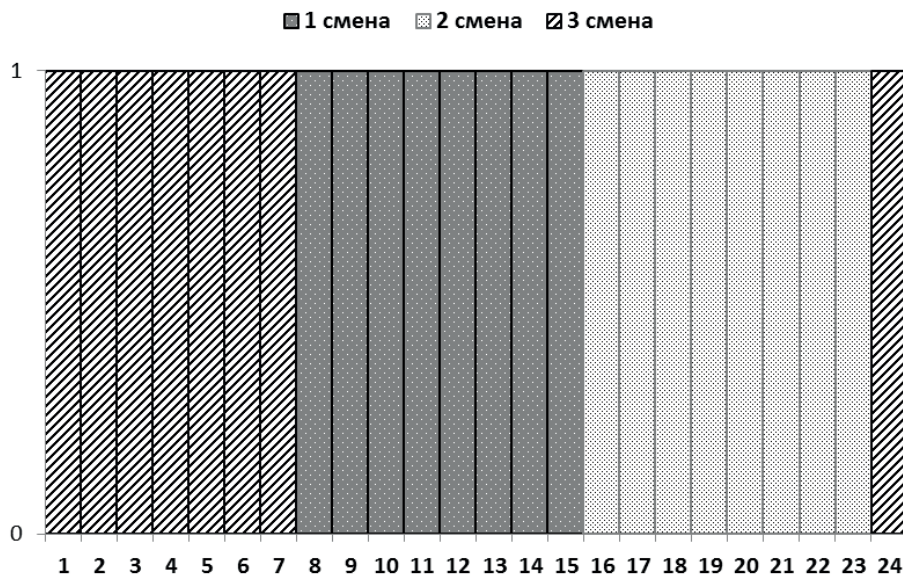


Рис. 6. Структура себестоимости обработки изделий в 2020 году  
[The cost structure of processing products in 2020]



**Рис. 7. Чередование и продолжительность рабочих смен участка**  
[The alternation and duration of work shifts site]

– Перенос графиков рабочих смен не влияет на изменение величины фонда оплаты труда (**ФОТ**) участка;

– Накладные расходы, административные издержки и плата за ЖКХ при изменении графиков рабочих смен не изменяется;

– Загрузка печей в период одной смены может изменяться в зависимости от производственного задания;

– Поступающие заготовки аккумулируются на складском терминале участка печей в течение суток и к моменту начала смены участок приступает к началу обработки;

– Плановая величина обработки заготовок на каждую смену является одинаковой и составляет 46 000 кг. заготовок за смену.

– Минимальный объем почасово загрузки участка может составлять 0 тонн деталей за час;

– Максимальный объем почасово загрузки участка ограничен производственными возможностями печей и может составлять 8 тонн деталей за час;

– Разогрев печи до рабочей температуры может производиться мгновенно, без затрат дополнительного времени;

– Потребление электроэнергии печами при максимальной загрузке равной 100% номинальной мощности составляет 4400 кВт;

– Удельное потребление электроэнергии на обработку составляет 0,77 кВтч на 1 кг заготовок;

– При снижении коэффициента загрузки печи потребляемая мощность снижается пропорционально;

– График почасовой стоимости электроэнергии на каждый период суток принимается одинаковым;

– Дисконтирование стоимости электроэнергии на планируемые периоды принимается пропорциональным для каждого часа суток.

График продолжительности и чередования рабочих смен представлен на **рис. 7**.

Почасовой график цен на закупку электроэнергии представлен на **рис. 8**. Как видно из рисунка, ценовые параметры почасовых цен склонны к изменению в разрезе суток от 1,77 руб./кВтч в ночное время, до 5,91 руб./кВтч в дневное время. Таким образом, изменение ценовых параметров в течение суток может достигать 3,3 раз.

На основании исходных данных был проведен расчет параметров стоимости электроэнергии для четырех вариантов:

1) Базовый вариант, при котором загрузка оборудования участка ведется в плановом режиме;

2) Вариант ценозависимого потребления электроэнергии в первую смену;

3) Вариант ценозависимого потребления электроэнергии во вторую смену;

4) Вариант ценозависимого потребления электроэнергии в третью смену.

Расчет вариантов ценозависимого потребления электроэнергии производился на основе методов линейного программирования описанию, которого автором будет посвящено отдельное исследование [20, 21].

На **рис. 9** представлены параметры расчетной модели при базовом варианте загрузки оборудования и при ценозависимом электропотреблении в первую смену, обозначенные А, Б и В.

А – показатели почасовой обработки деталей (тонн в час);



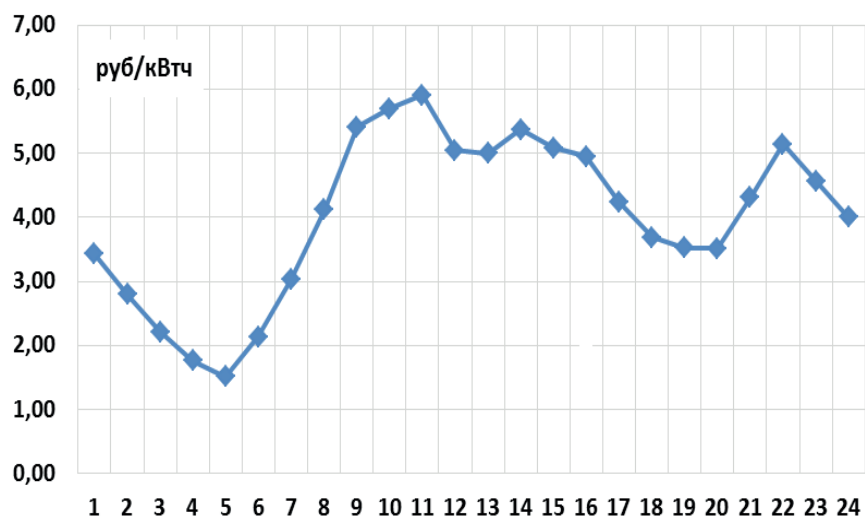


Рис. 8. Почасовой график цен на закупку электроэнергии  
[Hourly price chart for the purchase of electricity]

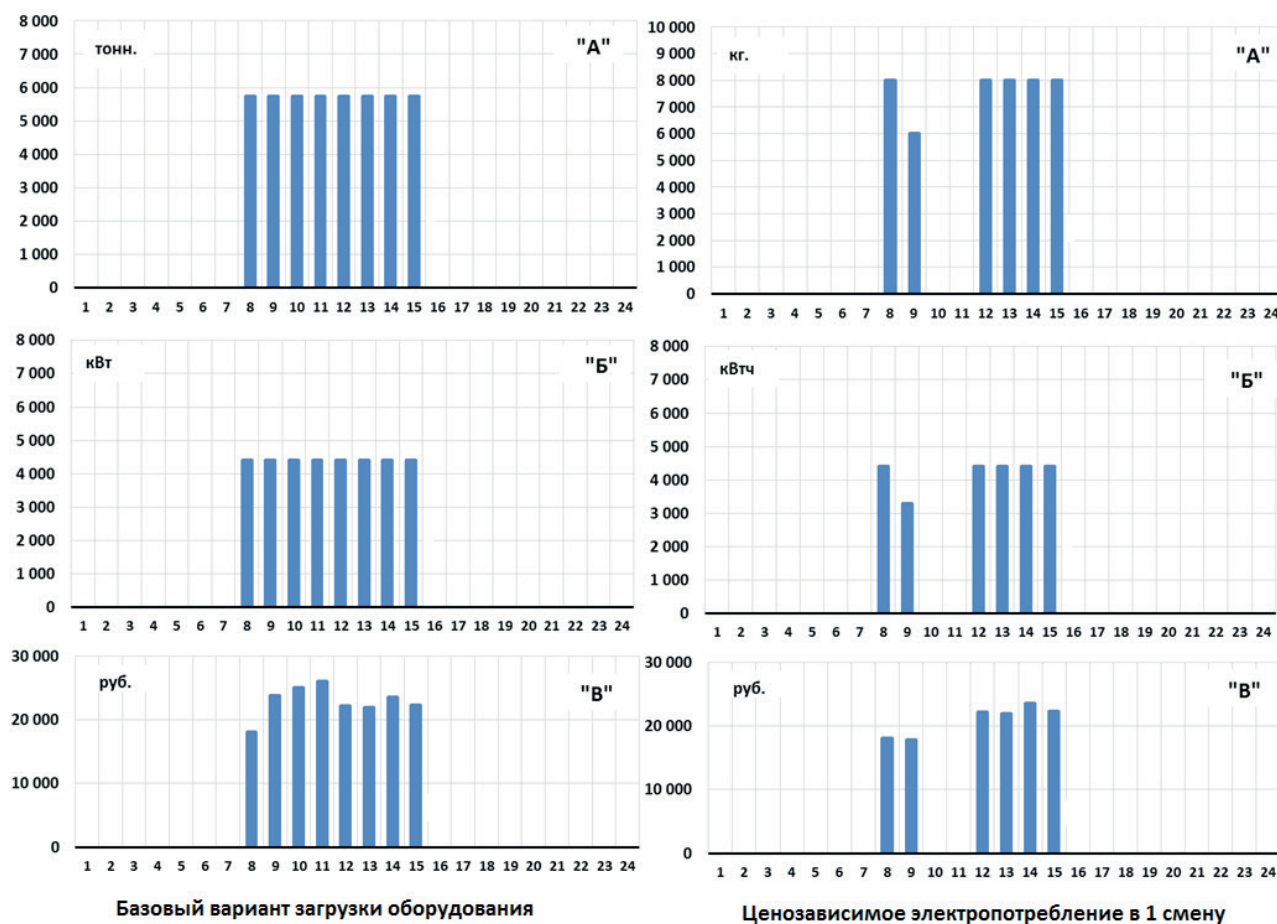


Рис. 9. Параметры расчетной модели при базовом варианте загрузки оборудования и ценозависимом электропотреблении в первую смену  
[The parameters of the design model with the basic version of the equipment load and price-dependent power consumption first shift]

Б – потребление электроэнергии в каждый час (кВт);

В – затраты на закупку электроэнергии на каждый час (руб.);

Как видно из рисунка, несмотря на то, что почасовая обработка деталей и почасовое потребление электроэнергии является постоянной, почасовые затраты на закупку электроэнергии варьируются для каждого часа, что связано с неравномерностью стоимости электроэнергии в каждый час суток. На **рис. 10** представлены варианты ценозависимого электропотребления во вторую и третью смены.

Результаты расчетов параметров стоимости закупок электроэнергии в рассматриваемых вариантах представлены в **табл. 4**. Во всех четырех вариантах загрузки планируемый и фактический объемы загрузки участка являются одинаковыми. При этом, в варианте ценозависимого управления электропотреблением производится снижение потребления электроэнергии за счет более точной загрузки оборудования участка закалки.

При переводе на вариант оптимальной величины загрузки оборудования в рамках 1 смены снижение

среднего тарифа составляет 4,2 % от базовой величины. В варианте работы 2 смены участка снижение среднего тарифа составляет 24,2 % от базовой величины. В варианте работы 3 смены участка снижение среднего тарифа составляет 57,6 % от базовой величины. Параметры тарифов при измененных вариантах загрузки рассчитывались на основании формул (1) и (2).

Таким образом, при оптимальном варианте графиков загрузки оборудования наиболее экономически эффективным решением будет перевод участка закалки на режим работы в третью смену. Перевод работы участка термообработки на третью смену работы с учетом использования разработанной модели оптимальной величины загрузки оборудования позволит снизить затраты на закупку электроэнергии, повысить эффективность деятельности участка, и самое главное позволит улучшить показатели экономической эффективности инвестиционного проекта расчет вариантов, которого будет представлен в следующем параграфе.

Далее был проведен расчет показателей эффективности инвестиционного проекта для раз-

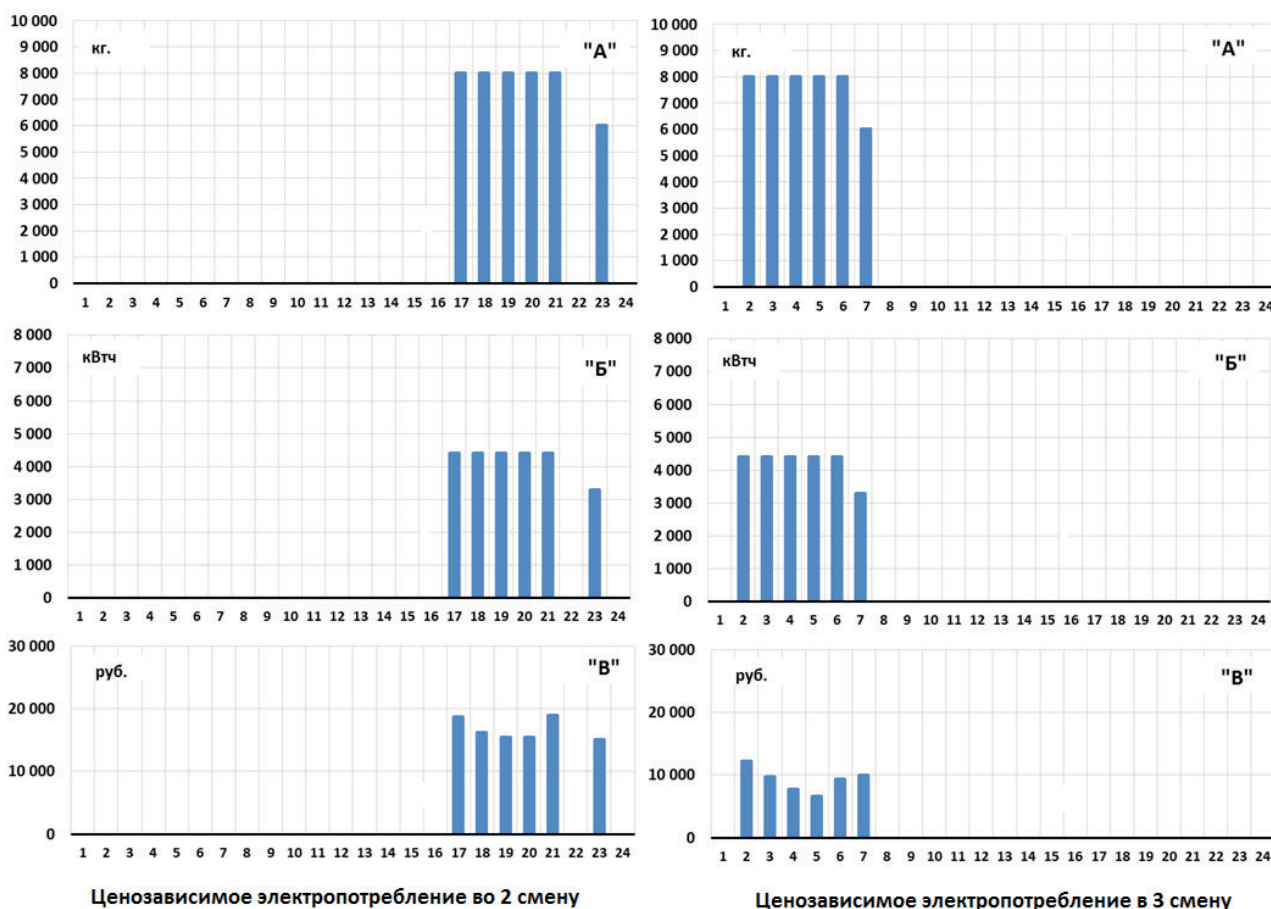


Рис. 10. Параметры расчетной модели в вариантах загрузки ценозависимом электропотреблении во вторую и третью смены

[Parameters of the computational model in the variants of loading with price-dependent power consumption in the second and third shifts]

Таблица 4

**Сводная таблица параметров расчетной модели при выборе оптимальной величины загрузки оборудования при различной сменности работы**

[Summary table of parameters of the computational model when choosing the optimal amount of equipment loading at different work shift]

№ пп	Параметр	Единицы измерения	Базовый вариант	Параметров расчетной модели при выборе оптимальной величины загрузки оборудования		
				1 смена	2 смена	3 смена
1	Фактический объем загрузки участка	т	46 000	46 000	46 000	46 000
2	Плановый объем загрузки участка	т	46 000	46 000	46 000	46 000
3	Отклонения от плана	т	0	0	0	0
4	Потребление электроэнергии на производство	кВтч/сут.	35 200	25 300	25 300	25 300
5	Стоимость закупки электроэнергии	руб./сут.	183 140	126 132	99 826	55 798
6	Тариф закупки электроэнергии	руб./кВтч	5,20	4,99	3,95	2,21
7	Тариф относительно базового варианта	%	0,0%	95,8%	75,8%	42,4%

Таблица 5

**Изменение тарифов закупки электроэнергии в различных вариантах сменности модели выбора оптимальной величины загрузки оборудования**

[Changes in electricity purchase tariffs in various variants of the shift model of the choice of the optimal load of equipment]

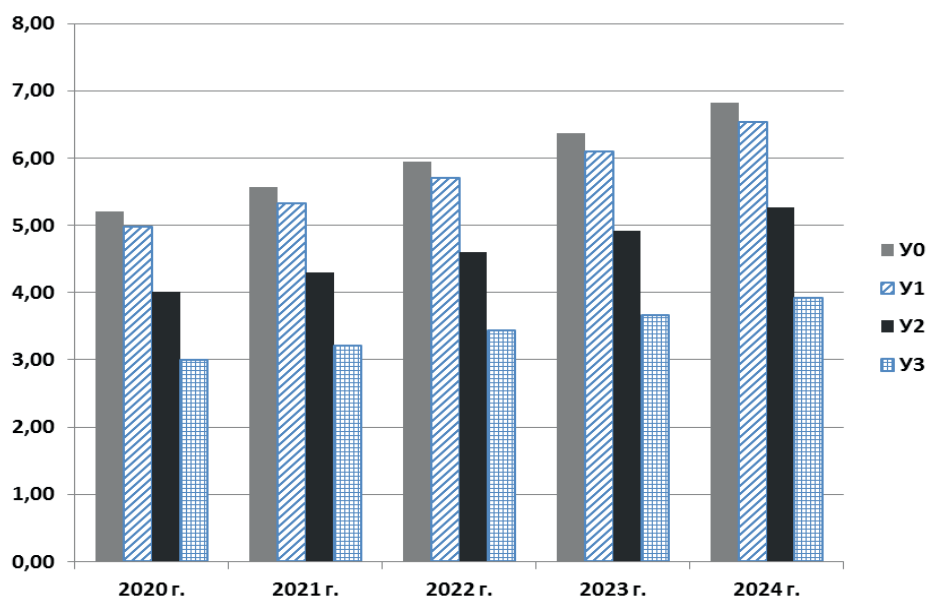
Период	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Тарифы покупки в варианте У0	5,20	5,56	5,95	6,37	6,82
Тарифы покупки в варианте У1	4,98	5,33	5,70	6,10	6,53
Тарифы покупки в варианте У2	4,02	4,30	4,60	4,92	5,27
Тарифы покупки в варианте У3	3,00	3,20	3,43	3,67	3,93

Здесь и далее: У0 – вариант при базовом режиме работы оборудования; У1 – вариант при применении модели выбора оптимальной величины загрузки оборудования в 1 смену; У2 – вариант при применении модели выбора оптимальной величины загрузки оборудования во 2 смену; У3 – вариант при применении модели выбора оптимальной величины загрузки оборудования в 3 смену.

личных вариантов загрузки участка закалки с учетом измененных параметров тарифов на закупку электроэнергии. Результаты расчета представлены в **табл. 5**. Несмотря на планируемую индексацию тарифов в течение срока реализации инвестиционного проекта, параметры стоимости электроэнергии были изменены на величины, полученные в результате расчетов, полученных при применении

модели выбора оптимальной величины загрузки оборудования.

В табл. 5 представлены измененные тарифы закупки электроэнергии, полученные в различных вариантах сменности модели выбора оптимальной величины загрузки оборудования. Указанные тарифы были использованы при моделировании экономических показателей инвестиционного проекта,



**Рис. 11. Годовые тарифы на закупку электроэнергии для исследуемых вариантов**  
[Annual tariffs for the purchase of electricity for the studied options]

Таблица 6

Расчёт чистой прибыли и денежных потоков [Calculation of net profit and cash flow]				
Название статьи	2024 г.			
	У0	У1	У2	У3
Выручка	136 800 000	136 800 000	136 800 000	136 800 000
Затраты на электроэнергию	94 471 690	90 503 879	72 986 648	54 415 693
Затраты на электроэнергию, абсолютное изменение к У0	0	3 967 811	21 485 042	40 055 997
Затраты на электроэнергию, относительное изменение к У0	1,00	0,96	0,77	0,58
Затраты на обеспечение и ЖКХ	1 756 467	1 756 467	1 756 467	1 756 467
Накладные расходы	220 000	220 000	220 000	220 000
Административные издержки	1 258 364	1 258 364	1 258 364	1 258 364
Расходы по оплате труда	11 595 672	11 595 672	11 595 672	11 595 672
Проценты по кредиту	3 673 913	3 673 913	3 673 913	3 673 913
Амортизация оборудования	4 518 000	4 518 000	4 518 000	4 518 000
Прибыль до налогообложения	19 305 894	23 273 705	40 790 937	59 361 891
Налог на прибыль	3 861 179	4 654 741	8 158 187	11 872 378
Чистая прибыль	15 444 715	18 618 964	32 632 749	47 489 513
Чистая прибыль, абсолютное изменение к У0	0	-3 174 249	-17 188 034	-32 044 797
Чистая прибыль, относительное изменение к У0	1,00	1,21	2,11	3,07
Суммарный денежный поток	19 962 715	23 136 964	37 150 749	52 007 513
Суммарный денежный поток, абсолютное изменение к У0	0	-3 174 249	-17 188 034	-32 044 797
Суммарный денежный поток, относительное изменение к У0	1,00	1,16	1,86	2,61

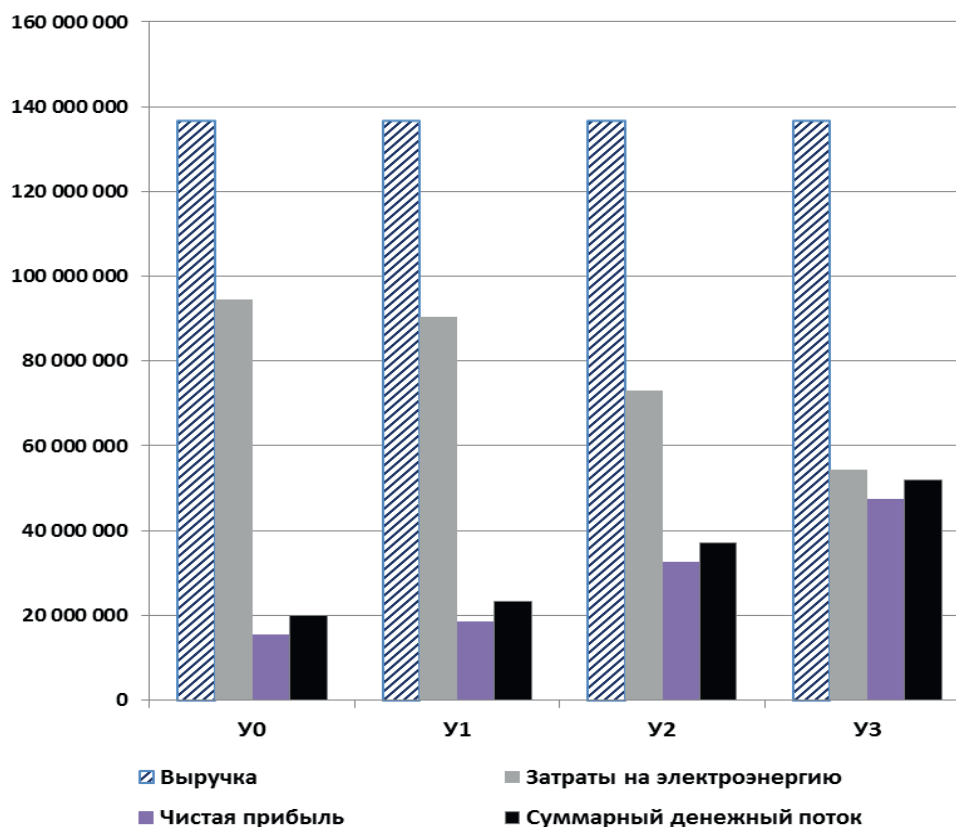


Рис. 12. Дигаммы показателей чистой прибыли и денежных потоков при рассматриваемых вариантах  
[Digamma net profit and cash flow indicators for options considered]

Таблица 7

Расчёт NPV вариантов реализации проекта  
[NPV calculation of project implementation options]

Проект	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
У0	-69 624 656	-55 825 980	-36 259 937	-21 652 128	-10 999 024
У1	-68 010 243	-52 366 031	-30 774 631	-14 314 572	-1 967 530
У2	-60 882 877	-37 090 927	-6 557 908	18 079 530	37 905 029
У3	-53 326 774	-20 896 973	19 115 535	52 422 249	80 176 061

Таблица 8

Показатели экономической эффективности  
[Indicators of economic efficiency]

Название статьи	2024 г.			
	У0	У1	У2	У3
Чистый дисконтированный доход (NPV), руб.	-10 999 024	-1 967 530	37 905 029	80 176 061
Средняя норма доходности (ARR)	0,25	0,29	0,46	0,64
Срок окупаемости средний, лет	4,05	3,50	2,18	1,56
Срок окупаемости действительный, лет	4,83	3,68	2,19	1,41
Индекс доходности (PI)	0,86	0,98	1,47	1,99
Дисконтированный срок окупаемости, лет	6,03	5,16	3,21	2,64
Внутренняя норма доходности (IRR) недисконтируемого потока	9,0%	15,6%	44,5%	77,9%
Внутренняя норма доходности (IRR) дисконтированного потока	-6,9%	-1,2%	23,5%	52,0%

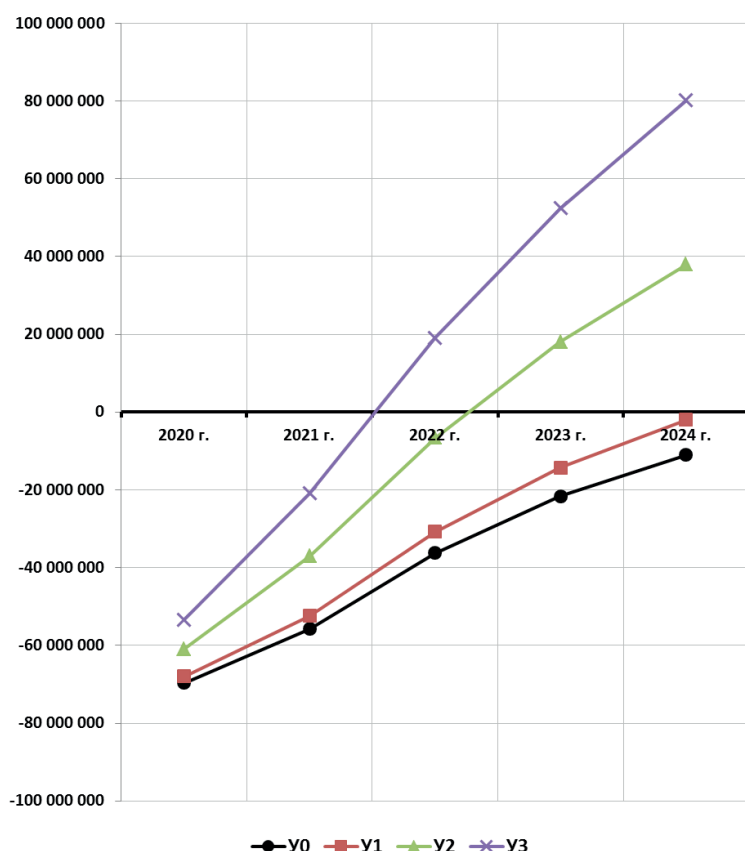


Рис. 13. Показатели NPV для рассчитанных вариантов  
[NPV figures for calculated options]

остальные показатели инвестиционного проекта остались неизменными.

График годовых тарифов на закупку электроэнергии для исследуемых вариантов представлены на **рис. 11**.

Далее проведен расчёт чистой прибыли и денежных потоков для всех рассматриваемых вариантов. Результаты расчета для 2024 г. агрегированы в **табл. 6**.

Графическое представление показателей чистой прибыли и денежных потоков представлены на **рис. 12**, из которой видно, что при одинаковых показателях выручки показатели затрат на электроэнергию существенно снижаются, что приводит к росту чистой прибыли и суммарного денежного потока.

В **табл. 7** представлены расчеты чистой реализуемой стоимости (NPV) для каждого варианта управления за исследуемые периоды. Рассчитанные показатели агрегированы на **рис. 13**.

Как видно из результатов расчета вариантов NPV, при варианте «У1» показатель NPV все-же является отрицательным, но при вариантах «У2» и «У3» показатели NPV являются не только положительными, но и показывают положительный результат на 4 и на 3 году реализации проекта. Показатели экономической эффективности проекта представлены в **табл. 8**, параметры которых представлены на **рис. 14**.



Как видно из результатов расчета показателей экономической эффективности проекта, применение модели оптимальной величины загрузки оборудования приводит к сокращению сроков окупаемости проекта, и приводит к значительному увеличению показателей экономической эффективности проекта, таких как ARR, PI и IRR [22].

Результаты оценки финансовой реализуемости проекта представлены в табл. 9, графики полученных результатов агрегированы на рис. 15.

Как видно из результатов расчетов суммарных денежных потоков, проект получает возможность финансовой реализации без вливания внешних источников уже на уровне варианта «У1». При реализации вариантов «У2» и «У3» степень финансовой реализуемости проекта получает значительный запас.

Проведенный анализ чистой прибыли и денежных потоков проекта при разработанных вариантах управления графиком загрузки оборудования показал, что реализация разработанной модели оптимальной величины загрузки оборудования позволяет в значительной степени повысить показатели

эффективности реализации инвестиционного проекта. Расчеты показали, что при неизменной величине выручки существуют возможности существенно увеличить показатели чистой прибыли и денежного потока.

Расчет денежных потоков при разработанных вариантах управления графиком загрузки оборудования показал, что реализация разработанной модели позволяет существенно повысить показатели эффективности инвестиционного проекта, сократить сроки окупаемости и увеличить прочие ключевые показатели эффективности инвестиционных проектов.

### Основные результаты

1) В современных экономических условиях резерв повышения энергетической эффективности для промышленных предприятий России содержится не только в реализации технологических мероприятий, но и в мероприятиях направленных на совершенствование организационно-экономических методов управления энергопотреблением, одним из которых является технология ценозависимого электропотребления.

Суммарные денежные потоки вариантов проекта [Total cash flow options for the project]					
Проект	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
У0	-261 502	2 651 021	10 996 642	4 924 901	-1 648 538
У1	1 352 910	4 810 298	13 769 154	7 891 489	1 525 711
У2	8 480 277	14 343 151	26 009 336	20 988 484	15 539 496
У3	16 036 379	24 449 437	38 985 809	34 873 310	30 396 259

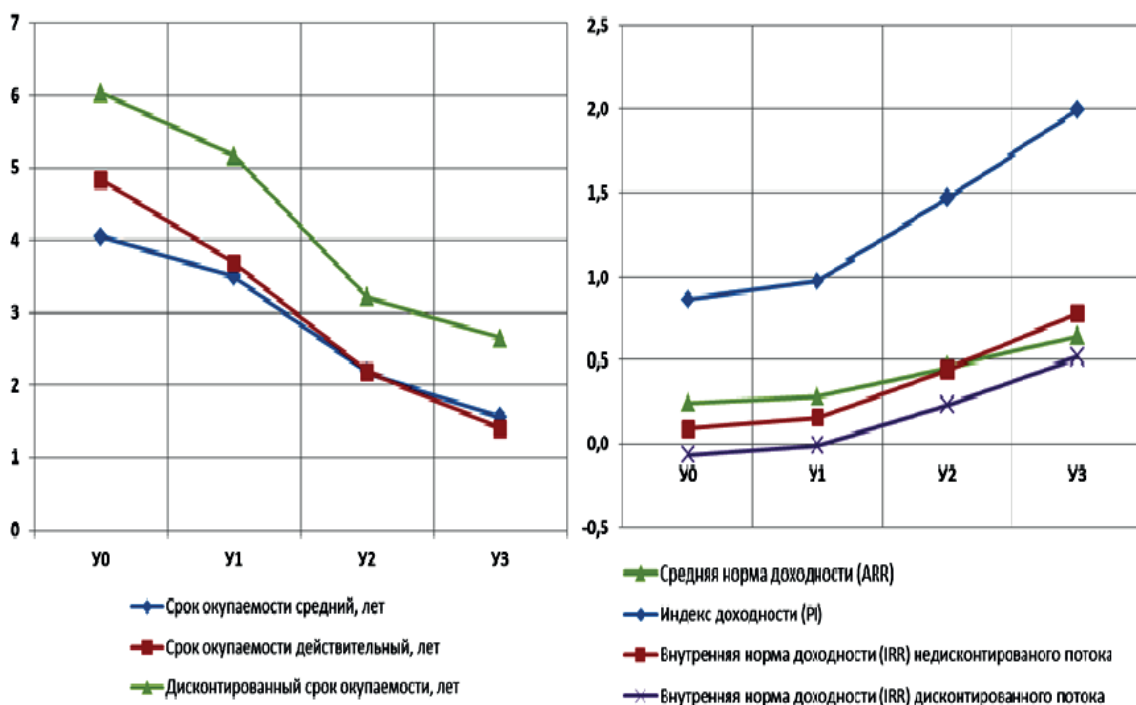


Рис. 14. Показатели экономической эффективности проекта  
[Indicators of economic efficiency of the project]

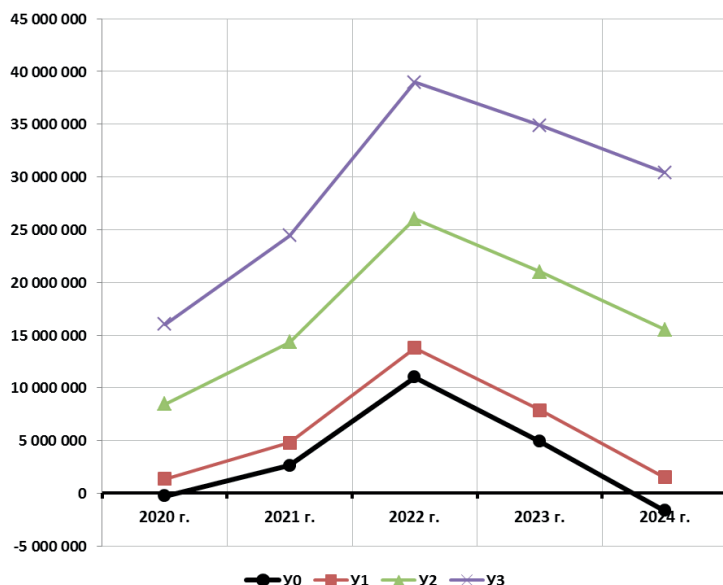


Рис. 15. Финансовая реализуемость проектов по вариантам (суммарные денежные потоки)  
[Financial feasibility of projects on options (total cash flow)]

2) Для исследуемых трех вариантов ценозависимого управления электропотреблением основанных на переносе электрических нагрузок в рамках первой, второй и третьей смены работы предприятия были получены результаты последовательного снижения средних тарифов закупаемой электроэнергии. При переводе на вариант первой смены, снижение среднего тарифа составляет 4,2 % от базовой величины, для второй смены – 24,2, для третьей – 57,6 %.

3) При ценозависимом электропотреблении в первую смену показатель NPV увеличился с -10 999 024 рублей до -1 967 530, но все же остался отрицательным. При варианте ценозависимого электропотребления во вторую смену показатель NPV увеличился более чем в 4 раза по сравнению с базовым вариантом и составил 37 905 029 рублей, при ценозависимом электропотреблении в третью смену показатель NPV проекта составляет 80 176 061 рублей. Средний срок окупаемости инвестиционного проекта сокращается с 4,83 до 1,43 лет, что позволяет признать реализацию инвестиционного проекта экономически оправданной.

### Заключение

Применение ценозависимого управления электропотреблением на промышленных предприятиях в современных условиях функционирования оптового и розничного рынка электроэнергии России позволяет существенно снизить затраты на закупку электроэнергии. В процессе реализации энергоёмких инвестиционных проектов ценозависимое управление электропотреблением позволяет существенно улучшить экономические показатели проектов, что позволяет повысить уровень экономической эффективности и финансовой устойчивости промышленных предприятий.

### Библиографический список

1. Ikenberry G.J. The irony of state strength: comparative responses to the oil shocks in the 1970s // International Organization. 1986. V. 40. Iss. 1. P. 105–137. DOI: 10.1017/S0020818300004495
2. Licklider R. The Power of Oil: The Arab Oil Weapon and the Netherlands, the United Kingdom, Canada, Japan, and the United States // International Studies Quarterly. 1988. V. 32. N 2. P. 205–226. DOI: 10.2307/2600627
3. Oil Glut, Price Cuts: How Long Will They Last? U.S. News & World Report. 1980. P. 44.
4. Torriti J., Hassan M.G., Leach M. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation // Energy. 2010. V. 35. Iss. 4. P. 1575–1583. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021
5. Rivers N., Jaccard M. Electric Utility Demand Side Management in Canada. // The Energy Journal. 2011. V. 32. N 4. P. 93–116. URL: <https://www.jstor.org/stable/41323335> (дата обращения: 20.05.2019).
6. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е., Кожевников М.В. Управление спросом на электроэнергию: адаптация зарубежного опыта в России // Эффективное антикризисное управление. 2013. № 1. С. 84–89.
7. World Energy Outlook 2017. Report of International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/weo2017/> (дата обращения: 20.05.2019).
8. BP Statistical Review of World Energy 2017. Report of BP. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 20.05.2019).
9. Ткаченко А.Н. Оценка эффективности инвестиционных проектов: учебное пособие. Новокузнецк: НФИ КемГУ, 2003. 78 с.
10. Михайлова Э.А., Орлова Л.Н. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие. Рыбинск: РГТА, 2008. 176 с.
11. Eurostat. URL: <http://ec.europa.eu/eurostat>
12. Баев И.А., Соловьева И.А., Дзюба А.П. Методы управления энергос затратами промышленных предприятий Уральского Федерального округа в новых экономических условиях // Сб. материалов научно-практической конференции «Потенциал вузовской науки Уральского федерального округа и его использование в интересах повышения эффективности государственного управления в новых экономических условиях». Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. С. 124–137.
13. Гительман Л.Д., Гительман Л.М., Кожевников М.В. Электроэнергетика: умное партнерство с потребителем: монография. М.: Экономика, 2016. 160 с.
14. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.
15. Lampropoulos L., Kling W.I., van den Bosch P.P.J., Ribeiro P.F. Criteria for demand response systems //

IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2013. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672716

16. Haney A.B., Jamash T., Platchkov L.M., Pollitt M.G. Demand-side Management Strategies and the Residential Sector: Lessons from International Experience // The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads. Cambridge: Cambridge University Press, 2011. P. 337–378. DOI: 10.1017/CBO9780511996191.021

17. Соловьева И.А., Дзюба А.П. Комплексное ценозависимое управление энергозатратами на промышленных предприятиях // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2017. № 9. С. 23–30.

18. Baev I.A., Solovieva A.P., Dziuba A.P. Assessment and analysis of energy infrastructural potential of Russian regions // 3rd International Conference on Industrial

Engineering. SHS Web Conferences, 2017. V. 35. Art. N 01048 (7 p.). DOI: 10.1051/shsconf/20173501048

19. Solovieva I.A., Dziuba A.P. Model of price-dependent management of an industrial enterprise energy consumption // 3rd International Conference on Industrial Engineering. SHS Web Conferences, 2017. V. 35. Art. N 01093.

20. Канторович Л.В. Математические методы организации планирования производства. Л.: Ленинградский государственный университет, 1939. 67 с.

21. Чернов В.П. Математические модели и методы в экономике и менеджменте. Учебное пособие. СПб.: Изд-во СПбГУЭФ, 2010. 235 с.

22. Черемных О.С., Черемных С.В., Широкова О.В. Компьютерные технологии в инвестиционном проектировании. М.: Финансы и статистика, 2014. 193 с.

*Ekonomika v promyshlennosti = Russian Journal of Industrial Economics*

2019, vol. 12, no. 3, pp. 288–304

ISSN 2072-1633 (print)

ISSN 2413-662X (online)

**Experience of practical application  
of the mechanism of price-dependent electricity  
consumption to increase the efficiency  
of investment projects at industrial enterprises  
in Russia**

A.P. Dziuba – dziuba-a@yandex.ru

FSAEI of HE «South Ural State University (National Research University)», 76 Lenin Avenue, Chelyabinsk 454080, Russia

**Abstract.** The article is devoted to the issue of improving the efficiency of the investment project for upgrading the area of quenching furnaces at an industrial enterprise through the mechanism of price-dependent electricity consumption. The article reveals the peculiarities of pricing for the purchase of electricity by industrial enterprises and substantiates the expediency of applying the organizational and economic tool for increasing energy efficiency – price-dependent electricity consumption. The economic example of the investment project implementation in the baseline scenario of the project and using price-dependent consumption is shown on a concrete practical example. Based on the price-dependent electricity consumption model, several combinations of equipment loading schedules for various shifts were calculated, on the basis of which tariffs for electricity purchase were determined, the value of which turned out to be significantly lower than the similar values in the base case. On the basis of the received price parameters for the purchase of electricity, the calculation of performance indicators and financial feasibility of the investment project was carried out. The results of the study allow to draw conclusions about the economic feasibility and practical feasibility of the developed tools

of price-dependent electricity consumption, the use of which will reduce the cost of purchasing electricity for industrial enterprises and increase the efficiency of the investment projects being released.

**Keywords:** industrial energy, energy efficiency, demand management for electricity consumption, price-dependent electricity consumption, energy tariffs, industrial investments, investment project

**References**

1. Ikenberry G.J. The irony of state strength: comparative responses to the oil shocks in the 1970s. *International Organization*. 1996. Vol. 40. Iss. 01. Pp. 105–137. DOI: 10.1017/S0020818300004495
2. Licklider R. The Power of Oil: The Arab Oil Weapon and the Netherlands, the United Kingdom, Canada, Japan, and the United States. *International Studies Quarterly*. 1988. Vol. 32. No. 2. Pp. 205–226. DOI: 10.2307/2600627
3. Oil Glut, Price Cuts: How Long Will They Last? U.S. News & World Report, 1980. P. 44.
4. Torriti J., Hassan M.G., Leach M. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*. 2010. Vol. 35. No. 4. Pp. 1575–1583. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021
5. Rivers N., Jaccard M. Electric Utility Demand Side Management in Canada. *The Energy Journal*. 2011. Vol. 32. No. 4. Pp. 93–116. Available at: <https://www.jstor.org/stable/41323335> (accessed: 20.05.2019).
6. Gitelman L.D., Ratnikov B.E., Kozhevnikov M.V. Demand-side management: adaptation of foreign experience to Russian conditions. *Effektivnoe antikrizisnoe*

upravlenie = *Effective crisis management*. 2013. No. 1. Pp. 84–89. (In Russ.)

7. World Energy Outlook 2017. Report of International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/weo2017/> (accessed: 20.05.2019).

8. BP Statistical Review of World Energy 2017. Report of BP. Available at: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accessed: 20.05.2019).

9. Tkachenko A.N. *Otsenka effektivnosti investitsionnykh proektov*: [Evaluation of the effectiveness of investment projects]. Novokuznetsk: NFI KemGU, 2003. 78 p. (In Russ.)

10. Mihajlova E.A., Orlova L.N. *Ekonomicheskaya otsenka investitsii: uchebnoe posobie* [Economic valuation of investment: a training manual]. Rybinsk: RGATA, 2008. 176 p. (In Russ.)

11. Eurostat. URL: <http://ec.europa.eu/eurostat>

12. Baev I.A., Solov'eva I.A., Dzyuba A.P. *Metody upravleniya energozatratami promyshlennyykh predpriyatii Ural'skogo Federal'nogo okruga v novykh ekonomicheskikh usloviyakh* [Management methods of energy consumption of industrial enterprises of the Ural Federal District in the new economic conditions]. *Collection of materials of the scientific-practical conference «The potential of university science of the Ural Federal District and its use in the interests of increasing the efficiency of public administration in the new economic conditions»*. Chelyabinsk: Izdatel'skii tsentr YuUrGU, 2015. Pp. 124–137. (In Russ.)

13. Gitel'man L.D., Gilel'man L.M., Kozhevnikov M.V. *Elektroenergetika: umnoe partnerstvo s potrebitелеm: monografiya* [Electric power industry: smart partnership with the consumer: a monograph]. Moscow: Ekonomika, 2016. 160 p. (In Russ.)

14. Kobets B.B., Volkova I.O. *Innovatsionnoe razvitiye elektroenergetiki na baze kontseptsii SMART GRID* [Innovative development of electric power industry based on the concept]. Moscow: IATs Energiya, 2010. 208 p. (In Russ.)

15. Lampropoulos L., Kling W.I., van den Bosch P.P.J., Ribeiro P.F. Criteria for demand response

systems. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. 2013. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672716

16. Haney A.B., Jamash T., Platchkov L.M., Pollitt M.G. Demand-side Management Strategies and the Residential Sector: Lessons from International Experience. In: *The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads*. Cambridge: Cambridge University Press, 2011. Pp. 337–378. DOI: 10.1017/CBO9780511996191.021

17. Solovieva I.A., Dzyuba A.P. Complex price-dependent management of energy costs in industrial enterprises. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom = Problems of economics and management of oil and gas complex*. 2017. No. 9. Pp. 23–30. (In Russ.)

18. Baev I.A., Solovieva A.P., Dziuba A.P. Assessment and analysis of energy infrastructural potential of Russian regions. *3rd International Conference on Industrial Engineering*. SHS Web Conferences, 2017. Vol. 35. Art. No. 01048 (7 p.). DOI: 10.1051/shsconf/20173501048

19. Solovieva, I.A., Dzyuba A.P. Model of price-dependent management of an industrial enterprise energy consumption. *3rd International Conference on Industrial Engineering*. SHS Web Conferences, 2017. Vol. 35. Art. No. 01093.

20. Kantorovich L.V. *Matematicheskie metody organizatsii planirovaniya proizvodstva* [Mathematical methods of organization of production planning]. Leningrad: Leningradskii gosudarstvennyi universitet, 1939. 67 p. (In Russ.)

21. Chernov V.P. *Matematicheskie modeli i metody v ekonomike i menedzhmente. Uchebnoe posobie* [Mathematical models and methods in economics and management. Tutorial]. St. Petersburg: Izd-vo SPbGUEHF, 2010. 235 p. (In Russ.)

22. Cheremnykh O.S., Cheremnykh S.V., Shirokova O.V. *Komp'yuternye tekhnologii v investitsionnom proektirovanii* [Computer technology in investment design]. Moscow: Finansy i statistika, 2014. 193 p. (In Russ.)