



**Исследовательский центр ИПМ
Немецкая экономическая группа**

Аналитическая записка [PP/04/2008]

Перспективы применения дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию в Беларуси

Георг Захман и Александр Заборовский

Берлин/Минск, Октябрь 2008



**ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР ИПМ**
исследования • прогнозы • мониторинг

Информация об Исследовательском центре ИПМ

Исследовательский центр ИПМ был создан в 1999 г. в рамках совместного проекта Института приватизации и менеджмента (Минск, Беларусь) и CASE – Центра социальных и экономических исследований (Варшава, Польша). Он является членом исследовательской сети CASE, Альянс НГО Института Уильяма Дэвидсона и Сеть институтов, занимающихся вопросами экономической политики (проект Регионального бюро ПРООН в Европе и СНГ). Основными направлениями деятельности Исследовательского центра ИПМ являются мониторинг, анализ и прогнозирование развития белорусской экономики, проведение экономических исследований и разработка на их основе рекомендаций для экономической политики, продвижение диалога по проблемам экономического развития через организацию и проведение конференций и семинаров, публикация результатов исследований белорусских и зарубежных экономистов в журнале "ЭКОВЕСТ", а также тренинг специалистов в области современных методов экономического анализа. В рамках сотрудничества с экспертами Немецкой экономической группы в Беларуси (GET Беларусь) Исследовательский центр ИПМ осуществляет независимое консультирование Национального банка, Министерства экономики, Министерства иностранных дел и других государственных и негосударственных организаций, вовлеченных в процесс формирования экономической политики в стране

Миссия Исследовательского центра ИПМ – содействие повышению национальной конкурентоспособности через разработку рекомендаций для экономической политики на основе экономических исследований и продвижение профессионального диалога по актуальным проблемам экономического развития.

Исследовательский центр ИПМ

220088 Минск, Беларусь, ул. Захарова 50 б

Тел.: +375 (17) 2 100 105

Факс: +375 (17) 2 100 105

E-Mail: research@research.by

<http://www.research.by>

Информация о Немецкой экономической группе в Беларуси (GET Беларусь)

Главной задачей Немецкой экономической группы в Беларуси является поддержание диалога по вопросам экономической политики с белорусским правительством, структурами гражданского общества и международными организациями. Эксперты Немецкой экономической группы имеют опыт консультирования по экономическим вопросам правительств ряда трансформационных стран, в том числе Украины, России и Казахстана. Исследовательский центр ИПМ и Немецкая экономическая группа предоставляют информационно-аналитическую поддержку Национальному банку, Министерству финансов, Министерству экономики, Министерству иностранных дел и другим учреждениям, вовлеченным в процесс формирования и реализации экономической политики в стране.

Немецкая экономическая группа

c/o Berlin Economics

Schillerstr. 59

D-10627 Berlin

Tel: +49 30 / 20 61 34 64 0

Fax: +49 30 / 20 61 34 64 9

E-Mail: info@get-belarus.com

<http://www.get-belarus.com>

© 2008 Исследовательский центр ИПМ

© 2008 Немецкая экономическая группа

Все права защищены

Перспективы применения дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию в Беларуси

Резюме

В работе исследуется современное состояние и перспективы применения тарифов на электрическую энергию, дифференцированных по времени её потребления, в Беларуси. Несмотря на то, что попытки внедрить такие тарифы в Республике Беларусь пока не увенчались успехом, ожидаемые экономические выгоды от эффективной системы дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию могут быть высокими. Устойчивое снижение максимальной (пиковой) электрической нагрузки на 5% за счет стимулов, создаваемых эффективной системой дифференцированных по времени тарифов может обеспечить ежегодную экономию для белорусской электроэнергетики в USD 25 – 30 млн.

Поскольку установка систем почасового учета и контроля потребления электроэнергии достаточно затратна, мы считаем, что более эффективным для Беларуси будет создание стимулов небольшому числу крупных промышленных потребителей электроэнергии по адресному (целевому) смещению потребления электроэнергии с пиковых на непиковые, преимущественно ночные, часы, а не единый подход ко всем потребителям на добровольной основе.

Работа состоит из четырех частей. В первой рассматриваются принципы, достоинства и мировая практика применения тарифов на электроэнергию, дифференцированных по времени. Во второй части приводится анализ электроэнергетического сектора Беларуси. В третьей – рассматриваются опыт и перспективы применения дифференцированных по времени суток тарифов на электроэнергию в Беларуси. В четвертой части приведены выводы работы.

Авторы

Георг Захман	zachmann@berlin-economics.com	+49 30 / 20 61 34 64 0
Александр Заборовский	zaborovski@gmail.com	+375 (17) 2 84 11 58

Авторы выражают благодарность Стефану фон Крамон-Таубадель, Риккардо Джуччи и Ирине Точицкой за ценные рекомендации и помощь в написании работы, а также Анастасии Гламбоцкой и Елене Раковой за помощь в переводе работы с английского на русский язык.

Содержание

1. Дифференцированные по времени тарифы на электроэнергию: теория и мировая практика	4
2. Электроэнергетический сектор Беларуси	6
3. Анализ выгод от применения дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию в Беларуси	9
4. Внедрение тарифов на электроэнергию, дифференцированных по времени суток, в Беларуси: извлеченные уроки.....	11
5. Заключение.....	19

1. Дифференцированные по времени тарифы на электроэнергию: теория и мировая практика

Спрос на электрическую энергию характеризуется высокой волатильностью и суточной, недельной и годовой цикличностью. Таким образом, уровень потребления электроэнергии в часы максимальной нагрузки (пиковой нагрузки) значительно превышает среднюю нагрузку за соответствующий период. Поскольку установленная мощность энергосистемы, в принципе, должна быть достаточной для покрытия максимальной нагрузки и обеспечения требуемого резерва мощности в системе, постоянные затраты в электроэнергетике в значительной степени определяются величиной этой максимальной нагрузки.¹

Снижая максимальную нагрузку, можно снизить постоянные затраты на покрытие определенного спроса на электроэнергию, либо обеспечить, в случае необходимости, прирост выработки электроэнергии без дополнительных инвестиций в генерирующие мощности, или же повысить надежность системы электроснабжения без дополнительных затрат.² Более того, выравнивание графика нагрузки зачастую позволяет снизить затраты на топливо и выбросы в атмосферу, поскольку в период пиковой нагрузки к работе подключаются как правило менее экономичные электростанции, характеризующиеся повышенным загрязнением окружающей среды. Поэтому, цель внедрения дифференцированных по времени тарифов³ – создание стимулов смещать потребление электроэнергии на непиковые, предпочтительно ночные, часы. В литературе по экономике энергетики рассматривается несколько тарифных схем, стимулирующих снижение спроса на электроэнергию в пиковые часы:

1.1. Двухставочные тарифы

Основная идея двухставочных тарифов – взимать с потребителей плату, как за объем потребленной электроэнергии, так и за электрическую мощность. Вторая компонента может зависеть от регистрируемой электрической мощности потребителя в период пиковой нагрузки энергосистемы, суммарной присоединенной мощности электропотребляющих установок потребителя, а также иных более сложных показателей. В некоторых случаях вводится даже третья компонента – плата за реактивную мощность.

1.2. Тарифы, дифференцированные по времени потребления

В целом, спрос на электроэнергию выше в будние дни, чем в выходные, праздники или ночью. Затраты на генерацию электроэнергии также не постоянны. Поэтому логично применять различные тарифы в рабочие и нерабочие дни. Соответствующие контракты можно применять даже для бытовых потребителей. Учет потребления электроэнергии, и, соответственно, её оплата в таком случае может осуществляться по двум приборам учета, и иногда пользователей даже обязывают устанавливать отдельные схемы подключения. В контрактах могут указываться значения минимальной и максимальной мощности для обоих типов электропотребления (в рабочий и выходной день). В Германии такие схемы обычно используются для потребителей, использующих электроэнергию для нужд отопления и горячего водоснабжения. Эксперимент с повышением цен на электроэнергию в часы пиковых нагрузок на 30% в сравнении с ценой в непиковые часы, который был проведен в США для бытовых и небольших коммерческих потребителей, привел к снижению максимальной электрической нагрузки в пиковой временной зоне на 5%.⁴

¹ Требования к резервированию в энергосистеме исходят из стохастичности спроса на электроэнергию и вероятности выхода из строя энергогенерирующего оборудования (классическим является критерий N-1 – резерв должен обеспечить бесперебойную работу энергосистемы при выходе как минимум одного, даже самого крупного, энергоблока).

² Spees and Lave (2008), например, дают оценки для PJM (система электроснабжения Восточного побережья США), что 15% электростанций работают менее 96 часов в год (т.е. 1.1%).

³ В данном исследовании мы рассматриваем тарифы на электроэнергию, дифференцированные по времени её потребления. Другие типы тарифной дифференциации (по географическому, отраслевому, целевому и др. критериям) не затрагиваются. Для простоты далее везде в работе дифференцированные по времени тарифы на электроэнергию мы будем называть просто – дифференцированные тарифы.

⁴ В эксперименте, проведенном в штате Вашингтон в 2001-2003 гг., участвовало 300,000 домохозяйств и 20,000 малых коммерческих потребителей [energypriorities.com/entries/2006/02/pse_tou_amr_case.php].

1.3. Пиковые тарифы на электроэнергию

Применение пиковых тарифов на электроэнергию означает значительное повышение цен в период 60–100 часов в год, в течение которых имеет место наивысшая электрическая нагрузка в энергосистеме. Это требует установки дополнительного оборудования. Данная схема, которая, например, была введена во Франции, в жилищном секторе (в качестве эксперимента), означает, что потребители *ex ante* (заранее) знают, когда будут часы наивысшей нагрузки, и, соответственно, скорректируют свое электропотребление.

1.4. Тарифы в режиме реального времени

Идея тарификации в режиме реального времени состоит в том, что тариф на электроэнергию зависит от экзогенного дифференцированного во времени индекса. Например, тарифы могут меняться по часам в зависимости от спотовой цены на энергетической бирже (оптовом рынке электроэнергии). Подобная схема требует наличия прозрачного индекса (например, индекс относительной нагрузки энергосистемы или цен на электроэнергию на оптовом рынке). Более того, необходимы дорогие системы учета электропотребления (измерение в режиме реального времени, двусторонняя связь, программное обеспечение, и т.д.). Поэтому такая система тарифообразования обычно применяется для крупных потребителей, которые способны адаптировать свое потребление электроэнергии к изменению тарифов в режиме реального времени. Тем не менее, для систем с определенным электрооборудованием (например, кондиционеры, электрообогревающие устройства), такая система может также применяться и для бытовых потребителей (например, в Италии).

1.5. Контракты с перерывами в подаче питания

Внедрение почасовой тарификации сопряжено с существенными инвестиционными затратами. Альтернатива, которая стоит меньше – тарифы, допускающие перерывы в подаче питания. В обмен на более низкие средние тарифы крупные потребители соглашаются (при определенных условиях) либо снизить потребление по требованию системного оператора либо поставщика электроэнергии, либо заплатить штраф. Существует множество подобных контрактов, которые пытаются решить проблемы «недобросовестного поведения».⁵

На всех конкурентных оптовых рынках электроэнергии (например, на всех энергетических биржах ЕС и США) существует возможность получить информацию либо о часовых, либо получасовых ценах. Более того, тарифы на передачу и распределение электроэнергии так же дифференцированы во многих странах.⁶ Все энергоснабжающие компании (поставщики) обычно покупают электроэнергию, которую продают конечным потребителям, на оптовых рынках, и платят за её передачу/распределение по потенциально дифференцированным тарифам. Таким образом, затраты поставщиков варьируются по часам. Более того, точный почасовой спрос потребителей электроэнергии обычно поставщикам не известен, хотя и существуют общие оценки потребления. Поэтому, вполне возможно, что одноставочный тариф для крупного конечного потребителя будет либо слишком высоким (тогда в условиях конкуренции потребитель выберет другого поставщика), либо слишком низким (поставщик будет нести убытки). Это особенно так, если конечный потребитель, который знает свой недифференцированный тариф, захочет отклониться *ex post* от своего типичного (и известного поставщику) графика нагрузки. Поэтому, если транзакционные

⁵ Например, энергоснабжающая организация может провоцировать штрафы потребителя, объявляя о необходимости снизить электропотребление, когда это потребителю сделать не в состоянии, и в действительности это не является необходимым.

⁶ Дифференциация по времени (почасовая, недельная, сезонная) тарифов на передачу электроэнергии практикуется многими странами. Временная дифференциация по-разному применяется в различных странах, и применяется к различным составляющим конечного тарифа. В Англии, например, плата за передаваемую мощность рассчитывается из трех годовых наиболее высоких показателей ("триада"). Испания выделяет шесть периодов, каждому из которых соответствует свои тарифы за передаваемую электроэнергию и мощность. В Норвегии применяются тарифы для двух режимов (высокая нагрузка, низкая нагрузка) передачи электроэнергии, которые определяются как предельные затраты на покрытие потерь, вызванных передачей электроэнергии. Данные тарифы меняются каждые два месяца года. Швеция делит год на 4 периода с целью подсчета коэффициентов потерь и платы за их компенсацию. Италия выделяет четыре часовых периода, которые применяются к тарифу за передаваемую электроэнергию (см. Glachant (2002)).

издержки (например, издержки измерения) достаточно низки, дифференцированные по времени тарифы обеспечат энергоснабжающей компании конкурентное преимущество. Поэтому, на идеальном рынке электроэнергии⁷ каждый контракт между поставщиками и конечными потребителями должен оптимально балансировать выгоды от применения дифференцированного тарифа и транзакционные издержки, которые с ним связаны. Поэтому, в целом, можно наблюдать, что чем крупнее конечный потребитель, тем сложнее схема тарифной дифференциации, которая применяется в контракте с поставщиком электроэнергии.

На практике, существование контрактной свободы между поставщиками и конечными потребителями на открытых рынках электроэнергии привело к совместному существованию всех рассмотренных выше тарифных схем. Вследствие либерализации рынков, снижения стоимости сложных приборов учета электроэнергии, появления новых возможностей выставления счетов и оплаты за электроэнергию, приобретения опыта, некоторые поставщики даже рассматривают вариант введения тарифов в режиме реального времени для бытовых потребителей.

2. Электроэнергетический сектор Беларуси

Можно выделить следующие основные характеристики белорусской электроэнергетики:

Вертикально интегрированная монополия: Беларусь – единственная страна в Европе, которая сохраняет монополистическую структуру рынка электроэнергии, не предпринимая реальных попыток его дерегулировать, либерализовать или приватизировать. Вертикально интегрированный государственный монополист «БЕЛЭНЕРГО» находится под контролем Министерства энергетики Республики Беларусь и включает в себя шесть региональных вертикально интегрированных электроэнергетических предприятия (по одному для каждой области). Эти региональные предприятия (РУП-облэнерго) управляют всеми электростанциями и сетями передачи и распределения электроэнергии в соответствующем регионе (см. рис. 1).

Рис. 1: Энергетическая система Беларуси



⁷ Другими словами, абстрагируясь от несовершенств рынка, таких как рыночная власть и затраты на поиск.

*Значительные потребности в новых мощностях*⁸: Несмотря на то, что существующих мощностей все еще достаточно (в 2007 г. при максимальной нагрузке 6,200 МВт установленная мощность энергосистемы составляла 7,894 МВт), прогноз максимальной электрической нагрузки (8,000–13,000 МВт в 2020 г.), а также тот факт, что около 60% оборудования электростанций изношено, свидетельствуют о значительных потребностях в новых энергогенерирующих мощностях (см. Таблицу 1)⁹.

Таблица 1. Прогноз максимальной электрической нагрузки, МВт

Год	Всемирный Банк	Лондонская экономическая группа	Белорусский теплоэнергетический институт	Международное агентство по атомной энергии
2010	9,600–10,390	6,610–8,300	9,480	8,530
2015	10,970–11,760	7,450–9,360	10,720	9,670
2020	12,410–13,310	8,400–10,560	12,130	10,950

Источник: IAEA (2003).

Недиверсифицированный топливный баланс отрасли: Около 90% белорусских электростанций работает на природном газе.

Высокая доля когенерационных электростанций (ТЭЦ): В Беларуси доля ТЭЦ в общем количестве электростанций одна из самых высоких в мире (около 57%). Хотя ТЭЦ отличаются значительной эффективностью при комбинированном производстве тепла и электроэнергии, их преимущества снижаются по окончании отопительного сезона.

Высокая стоимость производства электроэнергии в базовом режиме: Поскольку эффективность большинства белорусских электростанций ниже западных стандартов, а цены на газ существенно выросли¹⁰, средние затраты на производство электроэнергии в Беларуси выше, чем в среднем по региону. При цене за природный газ в USD 200, только расходы на топливо при производстве одного МВт электроэнергии в час на Березовской ГРЭС составляют 65 USD/МВтч. При тех же допущениях относительно цен на газ, чистые затраты на топливо при производстве одного МВтч на Лукомльской ГРЭС¹¹ составляют 58 USD/МВтч. Поскольку Березовская (1,000 МВт) и Лукомльская (2,400 МВт) ГРЭС являются единственными крупными конденсационными электростанциями в стране и суммарно составляют 46% всех установленных мощностей белорусской электроэнергетической системы, они часто являются замыкающими баланс энергосистемы (маржинальными) электростанциями.

Зависимость от импорта: Из-за высокой стоимости производства электроэнергии на собственных станциях, Беларусь импортирует значительную часть (>10%) потребляемой электроэнергии из России (62%), Литвы (21%) и Украины (16%). После планового вывода из эксплуатации единственной в Литве атомной электростанции (Игналинская АЭС), ситуация с импортом может также ухудшиться.

Высокая максимальная нагрузка: Максимальная нагрузка в Беларуси (6,200 МВт) превысила среднюю нагрузку (4,000 МВт) почти на 50%. Для сравнения, максимальная нагрузка в Германии (78,377 МВт на 07 ноября 2007 18:30) превысила среднюю нагрузку (56,694 МВт) на 38% (см. рис. 2).

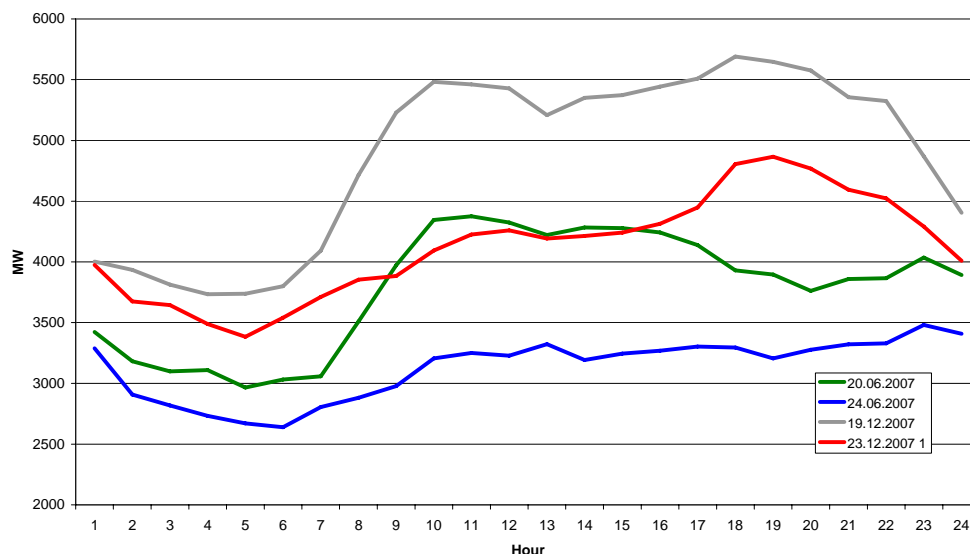
⁸О проблеме сокращающихся мощностей белорусской энергосистемы и возможных путях её решения см., например: Хиршхаузен и Румянцева (2006).

⁹Приведенный в табл. 1 прогноз основывается на оценках 2003 г. По последним прогнозам Белорусского теплоэнергетического института максимальная электрическая нагрузка в 2010, 2015 и 2020 гг. составит соответственно 7012, 7814 и 8970 МВт.

¹⁰По контракту с Россией, цены на природный газ для Беларуси должны возрасти до «европейского уровня минус стоимость транзита» к 2011 г.

¹¹Планируемая модернизация газовых турбин на Березовской электростанции должна привести к среднему (среди всех 6 блоков) потреблению природного газа в 350-353 грамм угольного эквивалента на кВтч (г ут/кВтч). Для Лукомльской электростанции – 316 г ут/кВтч.

Рис. 1. Четыре типичных суточных графика электрической нагрузки для Беларуси



Государственное регулирование тарифов приводит к перекрестному субсидированию: Тарифы на электроэнергию для домашних хозяйств регулируются Советом Министров; тарифы для других потребителей регулируются Министерством экономики. Тарифы устанавливаются для каждой из групп потребителей. Классификация потребителей (распределение потребителей по группам) существенно не менялась с советских времен. Тарифная система в Беларуси состоит лишь из двух тарифных схем: двухставочный тариф для промышленных предприятий с присоединенной электрической мощностью 750 кВА и более, и одноставочные тарифы для всех других потребителей.¹² Если для бытовых потребителей установлен существенно субсидируемый тариф в размере USD 0.0523 за кВтч, то для промышленных и коммерческих потребителей, как правило, устанавливаются тарифы, в целом, покрывающие издержки энергосистемы (USD 0.079–0.106).¹³ Более того, для небольшого числа потребителей применяются экспериментальные тарифные схемы.¹⁴

Структура электропотребления характерная для индустриальной страны: Структура потребления электроэнергии в Беларуси сравнима с Германией, но здесь относительно ниже удельный вес в электропотреблении домашних хозяйств, и выше доля потребления в транспорте (таблица 2).

Таблица 2. Структура потребления электроэнергии в Беларуси и Германии

	Беларусь 2003	Беларусь 2004	Беларусь 2005	Германия 2005
промышленность и строительство	46%	48%	48%	45%
транспорт	8%	8%	8%	3%
Домашние хозяйства	23%	22%	22%	27%
сельское хозяйство и прочее	23%	22%	23%	25%

Источник: <http://data.un.org>.

¹² Существует десять групп потребителей: (1) промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВА и более; (2) промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью менее 750 кВА; (3) электрифицированный железнодорожный транспорт; (4) электрифицированный городской транспорт; (5) непромышленные потребители; (6) электричество для обогрева и горячего водоснабжения; (7) электричество для производственных нужд в сельском хозяйстве; (8) электричества для собственных нужд электроэнергетики; (9) городские домохозяйства; (10) сельские домохозяйства.

¹³ Тарифная политика и система регулирования в энергетическом секторе Беларуси неэффективны и устарели. Состояние, основные проблемы и перспективы тарифной политики исследованы в: Падалко и Заборовский (2008).

¹⁴ <http://www.lawbelarus.com/repub/sub06/tehb0241.htm>. См. также часть 4 данной работы.

3. Анализ выгод от применения дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию в Беларуси

В данном разделе мы анализируем, выгоды и затраты от внедрения дифференцированных тарифов в Беларуси, учитывая характеристики белорусского электроэнергетического сектора, перечисленные выше. Как описано в первой части работы, схемы тарифной дифференциации вводятся, чтобы создать у потребителей стимулы сместить потребление электроэнергии с периода пиковой общесистемной нагрузки на период с низкой системной нагрузкой. Конечная цель подобной стратегии двойственная: во-первых, снижение затрат на топливо и выбросы в атмосферу; во-вторых, снижение постоянных затрат на производство и передачу электроэнергии¹⁵. Далее мы представляем иллюстративный анализ возможных выгод от снижения максимальной нагрузки белорусской энергосистемы на 5%, применительно к обеим названным целям.

3.1. Снижение затрат на топливо и выбросы в атмосферу

В системе с гомогенной структурой производственных мощностей, электроэнергия по определению вырабатывается по сходной технологии.¹⁶ Поскольку белорусский электроэнергетический сектор с определенной долей условности приближается к такому «идеальному» состоянию, существенных выгод от применения тарифной дифференциации вряд ли стоит ожидать. Это, однако, верно, если не принимать во внимание значительные объемы импорта, а также необходимость продления срока службы и модернизации оборудования белорусских электростанций. Чтобы удовлетворить растущий спрос на электроэнергию и повысить диверсифицированность топливного баланса планируется строительство атомной электростанции, расширение использования возобновляемых источников энергии, а в промежуточном периоде – увеличение импорта из России и Украины. Предельные затраты, сопряженные с этими тремя альтернативами, будут ниже предельных затрат производства электроэнергии в существующей белорусской энергосистеме (см. таблицу 3).

Таблица 3. Предельные затраты на производство электроэнергии в USD/МВтч

Внутреннее производство	Атомная энергетика	Ветровые/ Гидроустановки	Импорт из России	Импорт из Украины
55–65 ¹	10–20 ²	0	40–48 ³	<50 ³

Примечание. Приведены оценки чистых предельных затрат производства одного МВтч электроэнергии. Соответственно, инвестиции, обслуживание, затраты на рабочую силу не учитываются.

¹ см. ссылку 11. В случае, если ТЭЦ является замыкающей в конденсационном режиме электрогенерации, предельные затраты могут быть существенно выше и достигать 70 USD/МВтч, при теплофикационном режиме электрогенерации предельные затраты ТЭЦ составляют около 26 USD/МВтч.

² Energywatchgroup (2007).

³ оценка Исследовательского центра ИПМ.

Следовательно, смещение потребления каждого МВтч электроэнергии с часов пиковой нагрузки (при сохранении существующих мощностей в качестве замыкающих в пиковом режиме) на непиковые часы (где импорт, атомная энергия и возобновляемые источники являются замыкающими производителями) может обеспечить экономию в USD 10–30. Тем не менее, потенциальная экономия на топливных затратах довольно несущественная: смещение 5% нагрузки в три пиковые часа обеспечит экономию около USD 16,000 в день¹⁷, или USD 5.8 млн. в год. Однако, в добавок к чистым затратам на электроэнергию, выбросы CO₂ также можно снизить. Если снижение пиковой нагрузки на 5% будет осуществляться за счет соответствующего замещения производства электроэнергии на пиковых мощностях, использующих природный газ (интенсивность выбросов CO₂ – 0.4 тонн/МВтч), на практически безэмиссионную базовую электрогенерацию (атомная энергетика, возоб-

¹⁵ Имеет место также возможность снижения затрат на пуски/остановы энергоблоков, однако в силу объективных сложностей измерения данной экономии и сравнительно небольшого её удельного веса в общей величине эффекта, в данной работе она включена в составляющую общего снижения топливных затрат.

¹⁶ В системе, где функционирует один тип электростанций, предельные затраты будут зависеть только от нагрузки, если на конкретных электростанциях будет повышаться либо снижаться коэффициент полезного действия (обычно электростанции имеют оптимальный коэффициент загрузки).

¹⁷ 3 часа/день x 5,300 МВт x 5% x 20 USD/МВтч = 15,900 USD/день.

новляемые источники энергии), снижение выбросов в атмосферу может достичь 116,000 тонн CO₂ в год.¹⁸ В данном очень оптимистичном случае,¹⁹ в рамках механизма торговли квотами на эмиссию при стоимости сертификата USD 20, экономия может составить около USD 2 млн. в год. Более того, обеспечение постоянной загрузки атомной электростанции и вовлечение слабо-контролируемых возобновляемых источников энергии в базовую часть графика нагрузки энергосистемы являются дополнительным аргументом в пользу его выравнивания. Наконец, Беларусь может позиционировать себя в регионе как производитель электроэнергии в часы пиковой нагрузки, экспортируя такую энергию по соответствующей более высокой цене своим соседям, ориентированным на базовую генерацию.

3.2. Снижение постоянных затрат на производство и передачу электроэнергии

Создание стимулов для смещения потребления с пиковых часов на непиковые является ключевой целью политики снижения затрат, необходимой электроэнергетике Беларуси. Если прогнозируемый рост спроса (таблица 1) осуществится, Беларусь будет вынуждена наращивать установленные мощности энергосистемы. И хотя часть новых генерирующих мощностей будут работать в базовом режиме (они характеризуются сравнительно большими инвестиционными затратами и низким топливными затратами), также необходимо будет модернизировать либо заменить генерирующее оборудование пиковых электростанций. При оценке стоимости строительства пиковых энергомоощностей, в дополнение к инвестиционным затратам, необходимо учитывать затраты на труд, обслуживание и прочие постоянные расходы. Оценки удельных годовых затрат на содержание генерирующих мощностей с учетом данных факторов, выполненные по общепринятым европейским методикам, приведены в таблице 4. Как видно, предпочтение в качестве пиковых мощностей будет отдаваться электростанциям, работающим на природном газе. Соответственно, эффект от снижения пиковой нагрузки можно приблизительно оценить по снижению удельных годовых затрат на содержание энергогенерирующих мощностей, работающих на природном газе. Снижение пиковой нагрузки на 5% (5% x 5300 МВт = 265 МВт) снизит годовые затраты на содержание электростанций на USD 21 млн. В добавок, затраты на вспомогательные услуги и потенциально необходимое развитие сетевой инфраструктуры так же будут снижены. Наконец, введение дифференцированных тарифов вынуждает потребителей внимательно относиться к потреблению электроэнергии, что приведет к дополнительной экономии²⁰.

Таблица 4. Удельные годовые затраты на содержание энергогенерирующих мощностей

Атомная энергия	Природный газ	Каменный уголь
USD 270	USD 80	USD 150

Примечание. В таблице приведены приблизительные оценки удельных годовых затрат (ставка процента =10%); затраты на обслуживание и трудовые затраты взяты из оценок, приведенных Öko Institut (1998).²¹

3.3. Стоимость измерения

В настоящее время большинство приборов учета электроэнергии, используемых мелкими потребителями в Беларуси, не обладают возможностями почасового измерения электропотребления. Однако такая возможность необходима для применения тарифов, дифференцированных по времени суток. Стоимость требуемых систем учета относительно высока. В таблице 5 показаны некоторые оценки стоимости приборов учета как функция от возможностей счетчика и масштабов его использования. По причине высокой стоимости, а также низкой способности домохозяйств реагировать на изменение тарифов, установка таких

¹⁸ 365 дней/год x 3 часа/день x 5,300 МВт x 5% x 0.4 тонн/МВтч = 116,070 тонн/год.

¹⁹ Часть электроэнергии все еще будет производиться на белорусских электростанциях, работающих на природном газе, остальное может даже импортироваться из России или Украины, где электростанции могут эмитировать значительно большие выбросы в атмосферу (если это будет не импорт со Смоленской АЭС или Ровенской АЭС).

²⁰ Исследования (например, US DOE (2006)) также показывают, что потребители, которые имеют доступ к более оперативной и/или концентрированной (например, почасовые показатели) информации о своем энергопотреблении склонны больше экономить электроэнергию.

²¹ Подробные расчеты затрат на производство электроэнергии на белорусской атомной электростанции приведены в Хиршхаузен и Румянцева (2006).

приборов учета представляется пока не оправданной для жителей городских квартир с центральным отоплением, горячим водоснабжением и стандартным набором бытовых электроприборов.²²

Таблица 5. Стоимость современных приборов учета

Тип измерителя	Функции	Стоимость для 100 потребителей	Стоимость для 50,000 потребителей
Различные модификации счетчиков	AMR* с ограниченными функциями	175–300	75–300
Существующие электронные измерители	AMR* с диаграммой нагрузки	250	100
Прогрессивные 'интеллектуальные' счетчики	AMR* с диаграммой нагрузки, контроль в режиме реального времени	600	500

Примечание. AMR* = Automated Meter Reading = Автоматический измерительный прибор.
Источник: IEA (2001).

4. Внедрение тарифов на электроэнергию, дифференцированных по времени суток, в Беларуси: извлеченные уроки

В последние годы Беларусь пыталась внедрять экспериментальные схемы расчетов по дифференцированным тарифам для небольшого числа потребителей. Но эти эксперименты не привели к ожидаемым результатам: пиковая нагрузка существенно не снизилась, а связанные с внедрением дифференцированных тарифов издержки энергоснабжающих предприятий были выше, чем планировалось. Хотя эти тарифные схемы применяются до сих пор, только небольшое количество потребителей их используют. Соответственно, влияние дифференцированных тарифов на общее потребление электроэнергии минимально. Схемы дифференциации тарифов по времени суток, использованные в Беларуси, и извлеченные в ходе их внедрения уроки, описаны в этой части работы.

4.1. Двухставочно-дифференцированный тариф

Эта схема была введена в 2002 г. и применялась к ограниченному количеству потребителей электроэнергии на добровольной основе. По сравнению с простым двухставочным тарифом, двухставочно-дифференцированный тариф содержит понижающий коэффициент (k_a) к основной ставке и дифференцированные коэффициенты к дополнительной ставке действующего двухставочного тарифа для трех временных периодов: ночного (k_n), полупикового (k_{sp}) и пикового (k_p).²³ Соответственно, плата за электроэнергию по двухставочно-дифференцированному тарифу (TF_d) может быть записана как:

$$TF_d = a \cdot k_a \cdot P_f^{\max} + b \cdot (k_n \cdot W^n + k_{sp} \cdot W^{sp} + k_p \cdot W^p),$$

где a – основная ставка двухставочного тарифа, P_f^{\max} – фактическая величина наибольшей активной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок энергосистемы, b – дополнительная ставка двухставочного тарифа и W^n , W^{sp} , W^p – соответственно электроэнергия, потребленная в ночной (23.00 – 6.00), полупиковый (6.00 – 8.00 и 11.00 – 23.00) и пиковый (8.00 – 11.00) периоды. Коэффициенты были утверждены Министерством энергии (см. таблицу 6). Обоснования конкретных значений коэффициентов и расчетных формул, которые были использованы для их определения, авторам неизвестны, соответствующие публикации отсутствуют.

Внедрение двухставочно-дифференцированных тарифов происходило на добровольной основе.²⁴ Это привело к экономическим потерям для энергоснабжающих организаций, поскольку на двухставочно-дифференцированный тариф перешли только те потребители, у которых режим электропотребления без существенного изменения гарантировал более низкую суммарную оплату за электроэнергию. Потребители с неравномерным режимом электропотребления и значительной максимальной нагрузкой в пиковые часы напротив не

²² См. Tubinis Varnavskii (1994).

²³ Данная схема была разработана Б.Пекелисом и утверждена Министерством энергетики. Нам не известны публикации с обоснованием данной тарифной схемы.

²⁴ Добровольный принцип участия потребителей в эксперименте был требованием Министерства энергетики Республики Беларусь.

участвовали в этой экспериментальной схеме, поскольку были не в состоянии/не хотели компенсировать более высокие пиковые тарифы перемещением электропотребления в ночной и/или полупиковый период. Имевшая место ситуация может быть проиллюстрирована примером из реальной практики с двумя потребителями со значительно различающимся режимом электропотребления (таблица 7). Первый – имеет относительно ровный график электрической нагрузки, в то время как второй – выраженное пиковое потребление.

Таблица 6. Тарифные коэффициенты двухставочно-дифференцированного тарифа

k_a	0.5
k_{sp}	1.0
k_n	~ 0.78
k_p	~ 2.09

Примечание: * см. сноску²⁵.

Таблица 7. Пример – оплата по двухставочному и двухставочно-дифференцированному тарифу для двух потребителей с разным режимом электропотребления

	Потребитель 1	Потребитель 2
W^n	3.604 млн кВтч (35%)	0.074 млн кВтч (5%)
W^{sp}	6.292 млн кВтч (60%)	0.89 млн кВтч (60%)
W^p	0.52 млн кВтч (5%)	0.52 млн кВтч (35%)
P_f^{max}	6000 кВт	6000 кВт
Старый двухставочный тариф	BYR 674.8 млн	BYR 130.0 млн
Экспериментальный двухставочно-дифференцированный тариф	BYR 641.8 млн	BYR 143.7 млн

Как показано в таблице 7, первый потребитель получает прибыль вследствие использования новой тарифной схемы без каких-либо изменений своего режима электропотребления. Поскольку он может легко сэкономить BYR 33 млрд или почти 5% от своего месячного счета за электроэнергию, он определенно перейдет на двухставочно-дифференцированный тариф. Напротив, второй потребитель, перейдя на новую тарифную схему без изменения режима электропотребления, увеличит свой месячный счет за электроэнергию на BYR 13.75 млрд или почти 10.6%. Соответственно, он будет участвовать в экспериментальной схеме, только если может изменить режим электропотребления (переместить потребление с пиковых часов на непиковые) без особых издержек для своего бизнеса²⁶.

Однако, потери энергоснабжающих организаций, связанные с внедрением двухставочно-дифференцированного тарифа, были вызваны не только добровольным принципом применения данной тарифной схемы. Другими важными проблемами были:

- *Слабая методологическая база выбора тарифных коэффициентов:* Как понижающий коэффициент к основной ставке, так и дифференцированные коэффициенты к дополнительной ставке двухставочного тарифа, устанавливаются без ясного экономического обоснования.
- *Все потребители рассматриваются гомогенно (однородно):* Поскольку график нагрузки потребителя до эксперимента не играл никакой роли в установлении тарифов, появилась значительная выгода (экономия) для потребителей со сравнительно ровным графиком нагрузки и низким пиковым спросом и, наоборот, значительные убыт-

²⁵ Значения k_n и k_p определяются по следующим формулам $k_n = 1 - \frac{a \cdot k_a \cdot (4 \cdot t_p - t_n)}{b \cdot d \cdot ((t_n)^2 - (t_p)^2)}$ и

$k_p = 1 + \frac{a \cdot k_a \cdot (4 \cdot t_n - t_p)}{b \cdot d \cdot ((t_n)^2 - (t_p)^2)}$, где d – это число дней в установленном периоде. Коэффициенты, приведенные в таблице 6, соответствуют значениям на начало эксперимента (декабрь 2002 г.).

²⁶ Точнее, издержки, связанные с изменением режима электропотребления, не должны превышать выгоды от снижения оплаты за электроэнергию по двухставочно-дифференцированному тарифу.

ки возникли у энергетических компаний из-за снижения доходов без эквивалентного снижения затрат.

- *Сезонность белорусского графика нагрузки была проигнорирована:* продолжительность и время ночной, полупиковой и пиковой зон, которое устанавливалось для двухставочно-дифференцированного тарифа, не учитывало сезонность белорусского графика нагрузки. В зимний и летний период продолжительность и время пиковой нагрузки отличаются.

В результате, двухставочно-дифференцированный тариф не смог создать достаточных стимулов для потребителей менять свой режим энергопотребления, смещая потребление электроэнергии в непиковые часы. Изменения, внесенные в 2006 году в данную тарифную схему с целью снижения убытков энергетических компаний, фактически, ограничили применение двухставочно-дифференцированного тарифа и привели к остановке на практике его использования.

4.2. Двухставочный интервально-дифференцированный тариф

Эта схема была внедрена в 2005 г. с целью применить схему дифференциации тарифов по времени суток, учитывающую проблемы, возникшие в ходе предшествовавшего эксперимента по внедрению двухставочно-дифференцированных тарифов.²⁷ Двухставочный интервально-дифференцированный тариф основывается на принципе тарификации в режиме реального времени путем использования коэффициента соответствия формы индивидуального графика нагрузки потребителя форме графика нагрузки белорусской энергосистемы при расчете дополнительной ставки двухставочного тарифа. Общая стоимость электроэнергии для потребителя, применяющего двухставочный интервально-дифференцированный тариф (TF_{id}), рассчитывается по следующей формуле:

$$TF_{id} = a \cdot P_f^{\max} + [T_b + (b - T_b) \cdot (1 - \delta)] \cdot W,$$

где T_b – это базовый тариф на электроэнергию, δ – это индивидуальный коэффициент соответствия формы графика нагрузки потребителя форме графика нагрузки энергосистемы, W – потребленная электроэнергия. Значение δ характеризует степень соответствия формы графика нагрузки конкретного потребителя форме графика системной нагрузки.²⁸ Значение δ изменяется в пределах от -1 (оптимальное, т.е. индивидуальное потребление максимально в период низких системных нагрузок и минимально в период пиковых) и 1 (наихудшее, т.е. индивидуальное потребление максимально в период пиковых системных нагрузок и минимально в период низких нагрузок).

Суть данной тарифной схемы легко проиллюстрировать на примере четырех потребителей, график потребления которых следующий: у первого – аналогичен графику нагрузки энергосистемы, у второго – повышенное потребление в часы минимальной нагрузки энергосистемы, пониженное в часы пиковой нагрузки, у третьего – весь объем электропотребления приходится на часы максимальных системных нагрузок, у четвертого – весь объем электропотребления приходится в часы минимальных системных нагрузок. Значения индивидуального коэффициента соответствия для всех четырех потребителей и суммарной платы по двухставочному интервально-дифференцированному тарифу приведены в таблице 8.

²⁷ Данная тарифная схема была разработана Е.Забелло (1985) и доработана автором для Министерства энергетики Республики Беларусь в 2005 г.

²⁸ Коэффициент δ рассчитывается как: $\delta = \sum_{t=1}^{48} \lambda_t$, причем $\lambda_t = \begin{cases} I_t^{es} - I_t^{cs} & \text{if } I_t^{es} > 1/48 \\ I_t^{cs} - I_t^{es} & \text{if } I_t^{es} < 1/48 \end{cases}, \forall t = \overline{1, \dots, 48}$, где

$I_t^{es} = \frac{P_t^{es}}{\sum_{t=1}^{48} P_t^{es}}$; $I_t^{cs} = \frac{P_t^{cs}}{\sum_{t=1}^{48} P_t^{cs}}$ а P_t^{es} – нагрузка энергетической системы в период t и P_t^{cs} – нагрузка по-

требителя в период t .

Таблица 8. Пример – оплата по двухставочному интервально-дифференцированному тарифу для потребителей с разным режимом электропотребления

Время	График систем-ной нагрузки	График Потребителя 1	График Потребителя 2	График Потребителя 3	График Потребителя 4
T1	20%	20%	50%	0%	100%
T2	50%	50%	20%	100%	0%
T3	30%	30%	30%	0%	0%
Коэффициент соответствия (δ)		$0+0+0=0$	$0.3+0.3+0=0.6$	$-0.2-0.5-0.3=-1$	$0.8+0.5-0.3=1$
Оплата по двухставочному интервально-дифференцированному тарифу (TF_{id})		$a \cdot P_1 + b \cdot W_1$	$a \cdot P_2 + (0.4b + 0.6T_b) \cdot W_2$	$a \cdot P_3 + (2b - T_b) \cdot W_3$	$a \cdot P_4 + T_b \cdot W_4$

Учитывая, что $b > T_b$ из таблицы 8 следует, что, при прочих равных условиях, минимальную оплату за электроэнергию по двухставочному интервально-дифференцированному тарифу имеет четвертый потребитель с наилучшей для энергосистемы формой графика нагрузки, затем идет второй потребитель с пониженным электропотреблением в часы пиковых нагрузок, ещё более высокая стоимость для первого потребителя, и самая максимальная для третьего – форма графика нагрузки которого наихудшая для энергосистемы: все электропотребление приходится на часы максимальных системных нагрузок.

Несмотря на получасовой интервал и достаточно сложный и индивидуализированный коэффициент соответствия, результаты применения данной тарифной схемы не были значительными, принимая во внимание количество потребителей, которые её использовали и влияние их на снижение максимальной нагрузки энергосистемы. Неудачу во внедрении двухставочного интервально-дифференцированного тарифа можно объяснить следующими его недостатками:

- *Относительно низкие стимулы снижения электропотребления в пиковые часы и наращивания в часы минимальных нагрузок энергосистемы:* Согласно значениям коэффициента соответствия (δ) дифференцируемая часть тарифной схемы изменяется между минимальным значением T_b (если $\delta = 1$) и максимальным значением $2b - T_b$ (если $\delta = -1$). Следовательно, отношение максимального значения дополнительной ставки к минимальному ($2 \cdot (b/T_b) - 1$) – не является очень высоким²⁹. У потребителей также не было достаточных стимулов менять режим электропотребления, поскольку разница между дополнительной ставкой простого двухставочного тарифа и дифференцированной ставкой двухставочного интервально-дифференцированного тарифа была незначительной в случае «типичного» графика электропотребления промышленного потребителя.
- *Добровольный принцип участия:* Снова, участие в этой схеме основывалось на добровольной основе. Вследствие добровольного подхода при внедрении двухставочного интервально-дифференцированного тарифа также могут возникнуть проблемы, связанные с потерями энергокомпаний и выигрышем у потребителей со сравнительно ровным графиком электрической нагрузки, имевшие место при внедрении двухставочно-дифференцированного тарифа. Но, поскольку двухставочный интервально-дифференцированный тариф не привлек достаточно участников, в конечном итоге небольшое число государственных предприятий было принуждено принять участие в этом эксперименте.
- *Слабое экономическое обоснование выбора тарифных ставок:* Как и в случае с двухставочно-дифференцированным тарифом, разработанная схема не дает экономически обоснованного принципа выбора тарифных ставок. Это касается, в первую очередь, формирования базового тарифа на электроэнергию (T_b), от которого в значительной степени зависит эффективность данной тарифной схемы. Вследствие государственного регулирования базового тарифа T_b , он может не отражать ни переменные, ни предельные издержки генерации электроэнергии.

²⁹ На момент начала эксперимента $b = 106,4$ руб./кВтч, а $T_b = 73,3$ руб./кВтч, то есть отношение максимального и минимального значения дополнительной ставки двухставочного интервально-дифференцированного тарифа составляло 1,9.

4.3. Тариф, дифференцированный по временным зонам суток

Реагируя на неудачные попытки внедрить схему эффективной тарифной дифференциации и принимая во внимание трудности, наблюдаемые в течение предыдущих экспериментов, новая схема формирования тарифов, дифференцированных по времени суток, была предложена Министерству энергетики – тариф, дифференцированный по временным зонам.³⁰ Основа этой схемы тарифообразования в следующем:

- Индивидуальный подход к формированию тарифа для каждого потребителя.
- Балансовое условие для расчета тарифных ставок, индивидуальных для каждого потребителя, чтобы гарантировать равенство платежей при исходном режиме электропотребления до и после того, как потребитель перейдет к использованию тарифа, дифференцированного по зонам суток.
- Установление трех скользящих (плавающих) в соответствии с сезонными факторами ночной, полупиковой и пиковой зон суточного графика нагрузки энергосистемы.
- Формирование тарифных ставок на основе экономических показателей: тарифные ставки для каждой временной зоны суточного графика формируются на основе предельных издержек производства электроэнергии в базовой, полупиковой и пиковой режимных зонах суточного графика нагрузки с учетом долгосрочных предельных издержек электрогенерации.

Общая стоимость электроэнергии, уплачиваемая потребителем, использующим тариф, дифференцированный по зонам суток (TF_z), рассчитывается по формуле:

$$TF_z = \tau_n \cdot W^n + \tau_{sp} \cdot W^{sp} + \tau_p \cdot W^p,$$

где $\tau_n, \tau_{sp}, \tau_p$ – это тарифные ставки для ночной, полупиковой и пиковой временных зон, отражающие предельные издержки производства электроэнергии.³¹ Балансовое уравнение гарантирует, что плата за потребленную электроэнергию до и после использования тарифов, дифференцированных по зонам суток, будет идентичной, если потребитель не изменяет объем электропотребления и форму графика своей нагрузки. Использование описанной схемы приводит к различным тарифным ставкам для каждого сезона (месяца) года вследствие разницы в предельных издержках производства электроэнергии и продолжительности пиковой, полупиковой и ночной временной зоны. Тарифные ставки для каждой временной зоны и сезона года рассчитываются поставщиком электроэнергии и фиксируются в контракте на энергоснабжение на заданный период его действия, также как и продолжительность, начало и окончание ночной, полупиковой и пиковой временных зон.

Ставки тарифа, дифференцированного по времени суток, для типичного промышленного потребителя в течение разных месяцев года представлены на рис. 3. Соотношение пико-

³⁰ Основы данной схемы тарифообразования были разработаны В.Вержбицким и Л. Падалко (1983). Данная схема была адаптирована для Министерства энергетики Л.Падалко и А.Заборовским. Последний вариант представлен в данной работе.

³¹ Тарифная ставка для пиковой временной зоны превышает ночной тариф на величину прироста предельных издержек генерации электроэнергии и долгосрочных предельных издержек строительства пиковых генерирующих мощностей. Она рассчитывается по формуле: $\tau_p = \tau_n + \Delta MC^{p-n} + \frac{k \cdot E}{h_p}$,

где ΔMC^{p-n} – разница между предельными издержками генерации электроэнергии в пиковой и базовой режимной зонах, k – удельные капитальные затраты в строительство пиковых электростанций, E – приведенная норма доходности на капитал, и h_p – продолжительность пиковой зоны (h). Тарифная ставка для полупиковой временной зоны превышает ночной тариф на величину прироста предельных издержек электрогенерации. Она рассчитывается следующим образом: $\tau_{sp} = \tau_n + \Delta MC^{sp-n}$, где

ΔMC^{sp-n} – разница между предельными издержками генерации электроэнергии в полупиковой и базовой режимной зонах. Тариф для ночной временной зоны определяется из следующего балансового уравнения: $\tau_n \cdot W^n + (\tau_n + \Delta MC^{sp-n}) \cdot W^{sp} + (\tau_n + \Delta MC^{p-n} + \frac{k \cdot E}{h_p}) \cdot W^p = TF^{cs}$, где TF^{cs} – плата потреби-

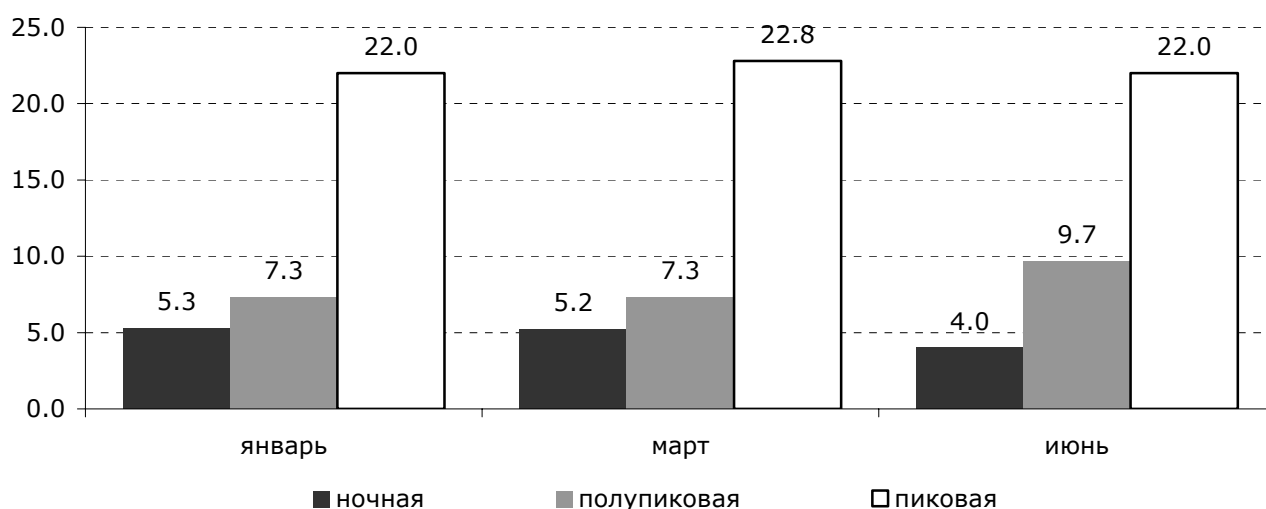
теля за электроэнергию до перехода на тарифы, дифференцированные по зонам суток.

вой, полупиковой и ночной тарифных ставок для данной схемы создает хорошую мотивацию снижать потребление электроэнергии в часы максимальных нагрузок энергосистемы и перемещать его на ночные часы. Например, в июне ставка тарифа в пиковое время в 5.5 раз выше, чем ночная и в 2.3 раза выше, чем полупиковая.

Недостатками описанной схемы являются:

- *Относительно высокие транзакционные издержки для потребителя и производителя:* Тариф, дифференцированный по зонам суток, должен быть рассчитан и специфицирован для каждого потребителя на основании его режима электропотребления. Вследствие колебаний цен на топливо, тариф должен регулярно обновляться. Эта процедура не является очень сложной, но требует перерасчета тарифов для каждого потребителя.

Рис. 3. Ставки тарифов, дифференцированных по зонам суток для типичного промышленного потребителя (US центов/кВтч)



- *Разные цены для аналогичного потребления:* Тот факт, что за одинаковое по объему и режиму электропотребление после перехода на тарифы, дифференцированные по зонам суток, потребитель с неравномерным графиком электропотребления в прошлом (на момент перехода на данную тарифную схему) будет платить существенно более низкую цену, чем аналогичный потребитель с более ровным графиком электрической нагрузки в прошлом, не является полностью справедливым. Это можно расценить как продолжение перекрестного субсидирования потребителей с высоким в прошлом спросом в пиковое время за счет потребителей, у которых в прошлом спрос в пиковое время был небольшим.
- *Искажение конкуренции:* Вследствие данной тарифной схемы новые потребители электроэнергии (не имеющие исторического потребления) могут столкнуться со значительно более высокими тарифами на электроэнергию чем существующие потребители в том же секторе экономики. Эта «защита» старых компаний искажает конкуренцию и может быть неэффективной с экономической точки зрения.
- *Чувствительность к стратегическому поведению:* Расчет тарифов, основанных на историческом потреблении, дает стимулы завышать потребление в пиковое время перед переходом на позонный тариф, для того чтобы получить выгоды от более низких тарифов во все последующие периоды.

Однако следует отметить, что именно вследствие описанного перекрестного субсидирования, базирующегося на историческом потреблении, данная схема предоставляет значительные стимулы для потребителей со значительными объемами электропотребления в часы максимума энергосистемы смещать спрос в непиковые часы, причем это осуществляется, как и в ранее рассмотренных схемах, на добровольной основе. Следовательно, если белорусские регулирующие органы опасаются введения тарифов, дифференцированных по времени суток, в связи с возможным резким увеличением платы за электроэнергию, которое может возникнуть у потребителей со значительным спросом в часы максимума

энергосистемы, внедрение позонного тарифа может рассматриваться как второе наилучшее решение.

4.4. Извлеченные уроки

Практически 7 лет эксперимента показали, что эффективное внедрение тарифов, дифференцированных по времени, является достаточно трудной задачей в вертикально интегрированной государственной электроэнергетической отрасли. Отсутствие конкурентного оптового рынка, который обеспечивает надежные и своевременные ценовые сигналы (основанные на предельных издержках производства) препятствует внедрению большинства схем тарифной дифференциации, успешно работающих в западных странах (таких как тарифы в режиме реального времени, пиковые тарифы на электроэнергию и др.). Если же в дополнение, экономическая политика предполагает защиту существующих потребителей со значительным спросом в пиковое время от возможного повышения затрат на электроэнергию (т.е. среднего тарифа) вследствие внедрения дифференцированных тарифов и настаивает на добровольном принципе их применения, все известные схемы дифференциации тарифов будут неэффективными.

4.5. Выбор схемы тарифной дифференциации

Внедрение подходящей схемы тарифной дифференциации влечет за собой три основных методологических вызова:

- *Выбор схемы, подходящей для белорусского электроэнергетического сектора.*
- *Расчет ставок (коэффициентов) дифференцированных тарифов.* Принимая во внимание то, что раздельный учет по видам деятельности отсутствует в вертикально интегрированных энергетических компаниях, генерирующие мощности неравномерно распределены между регионами и своевременная информация о долгосрочных предельных издержках недоступна, очень трудно рассчитать экономически обоснованные (значимые) тарифные ставки.
- *Оценка устойчивости снижения максимума нагрузки вследствие применения дифференцированных тарифов.* В силу значительного количества факторов, определяющих спрос на электроэнергию, очень трудно оценить количественно снижение максимума нагрузки, которое произошло именно в связи с внедрением тарифов, дифференцированных по времени. Такая оценка, однако, необходима для расчета описанных выгод, поскольку эта информация нужна как для обоснования тарифных ставок, так и для согласования долгосрочных инвестиций в электроэнергетический сектор.

На открытых рынках электроэнергии эффективные схемы тарифной дифференциации усугубляются благодаря конкуренции различных подходов. Поскольку конкурентный рынок электроэнергии в Беларуси в настоящее время отсутствует, очень трудно прогнозировать, какая схема тарифной дифференциации обеспечит оптимальный баланс между выгодами от снижения максимальной нагрузки и транзакционными затратами, связанными с внедрением схем тарифной дифференциации. Более того, способность белорусских потребителей реагировать на изменение тарифов на электроэнергию – важный вопрос при выборе конкретной схемы тарифной дифференциации. Пока на него нет ответа вследствие отсутствия прозрачных розничных рынков электроэнергии.

В целом, не существует универсального подхода, решающего все проблемы, поскольку относительное влияние транзакционных издержек (их рост и сложность индивидуальных контрактов) уменьшается с ростом объема сделки. Например, установка специальных приборов учета для одного большого потребителя дешевле, чем установка тысячи электронных счетчиков для мелких потребителей и населения. Более того, изучение опыта других стран показывает, что реакция на ценовые стимулы со стороны промышленных потребителей сильнее, чем со стороны населения. Это, скорее всего, также будет характерно и для Беларуси, поскольку белорусские бытовые потребители имеют лишь ограниченные возможности смещения спроса на электроэнергию.³² Более того, промышленные по-

³² Бытовые потребители имеют ограниченные возможности смещения спроса (например, использование посудомоечных и стиральных машин, кондиционеров в непиковые часы). Следовательно, сильные стимулы к смещению спроса для таких потребителей потребуют огромных тарифов. С дру-

ребители вносят определяющий вклад в формирование утреннего и вечернего пика, и, естественно, им могут быть предоставлены стимулы сдвинуть свое потребление с пиков раннего утра (9:00–10:00) и вечера (17:00–18:00) на непиковое, желательно ночное, время. Наконец, по политическим причинам белорусское правительство в настоящее время не готово установить для бытовых потребителей тарифы на электроэнергию близкие к рыночным (или даже дифференцированные по времени).

Соответственно, мы предлагаем внедрение хорошо проработанной и прозрачной схемы тарифной дифференциации для крупных и средних потребителей электроэнергии в наиболее осуществимом варианте. При этом особое внимание должно быть уделено долгосрочным обязательствам данной схемы (потребители должны понимать серьезность и долгосрочность намерений регулирующих органов). В противном случае потребители не согласятся инвестировать в технологии долгосрочной экономии электроэнергии в пиковое время, что обеспечивает существенную часть всего снижения максимума нагрузки и смещения электропотребления на непиковые, преимущественно ночные, часы.³³

Один важный вопрос для внедрения эффективной схемы тарифной дифференциации – способ ее реализации по отношению к существующим контрактам. Существуют разные возможности:

- *Внедрение дифференцированных по времени тарифов на добровольной основе:* для того чтобы избежать убытков энергоснабжающих компаний и неоправданных выгод для потребителей с более ровной, чем у энергосистемы, формой графика нагрузки без существенного изменения в режиме их энергопотребления, необходима реализация весьма сложной тарифной схемы. Эта схема должна гарантировать, что для каждого потребителя общий платеж до и после перехода на дифференцированные тарифы будет одинаковым в исходных условиях.
- *Внедрение дифференцированных по времени тарифов на обязательной основе:* этот вариант не был опробован в Беларуси, вследствие его политической неприемлемости, а также трудностей с *ex ante* (предварительной) оценкой ожидаемых результатов.
- *Внедрение дифференцированных по времени тарифов на экономической основе:* существующее перекрестное субсидирование потребителей с высоким пиковым спросом за счет потребителей с низким пиковым спросом можно избежать путем существенного роста недифференцированного тарифа (он должен быть близким к предельным издержкам производства электроэнергии в пиковый режимной зоне). Тогда, большинству потребителей будет выгодно перейти к дифференцированным по времени тарифам (с более низкими тарифами в непиковое время). Политическая приемлемость данной схемы для Беларуси, однако, является неясной, поскольку она породит как «выигравших» (потребители у которых спрос в часы пика сравнительно низкий), так и «проигравших» (потребители с высоким пиковым спросом).
- *«Постепенный» подход:* этот вариант нацелен на то, чтобы сделать переход на дифференцированные тарифы для потребителей с высоким пиковым спросом более гладким и позволить им адаптироваться к более высоким затратам. Схема тарифной дифференциации внедряется заранее определенными этапами, постепенно увеличиваями разницу между тарифами в пиковое и непиковое время.

Мы считаем, что постепенный переход на схему дифференцированных тарифов при максимальной информационной прозрачности и последовательности может быть наилучшей стратегией, сочетающей более «гладкий» переходный период (без значительного политического сопротивления со стороны потребителей) и устойчивость долгосрочного решения. Если, однако, будет принято решение, что существующие пиковые потребители должны быть защищены от роста затрат на электроэнергию любыми способами, внедрение на доб-

гой стороны, слишком низкие тарифы на электроэнергию могут стимулировать широкое использование электронагревательных приборов.

³³Соответствующий процесс оптимизации характеризуется значительными первоначальными инвестициями в технологии и программное обеспечение.

ровольной основе тарифа, дифференцированного по зонам суток, рассмотренного в данной работе, является вторым наилучшим решением, увеличивающим эффективность.³⁴

Конечная оценка схем тарифной дифференциации выходит за рамки данной работы. Такая оценка потребует детального анализа данных электроэнергетического сектора, который может быть сделан лишь в тесном взаимодействии с основными производителями и потребителями электроэнергии. Несмотря на возможное возражение, что выбор схемы тарифной дифференциации требует внимательного сравнения всех возможных вариантов, авторы хотят лишь дать один пример, как такая схема для Беларуси может выглядеть.

Вследствие хорошего международного опыта, относительно низких издержек и политической приемлемости, пиковые тарифы могут представлять обещающий подход для внедрения в Беларуси. Чтобы учесть особенности средних и крупных потребителей, последовательная схема может, например, состоять и двух блоков:

- *Обязательный двухставочный тариф с дифференцированный по времени дополнительной ставкой для всех потребителей свыше определенного объема потребления (например, 10 МВтч/год).* Дифференциация дополнительной ставки тарифа в рамках поэтапного подхода должна быть последовательно увеличена с нуля до величины, отражающей разницу в предельных издержках энергогенерации в соответствующих режимных зонах.
- *Добровольное применение пиковых тарифов со слегка более низкими ставками для всех потребителей, которые желают платить за соответствующее оборудование.*

5. Заключение

Внедрение тарифов, дифференцированных по времени, может быть ключом к наиболее дешевому решению проблем, с которыми сталкивается белорусский электроэнергетический сектор. Снижение на 5% максимальной электрической нагрузки вследствие внедрения дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию, позволит ежегодно экономить для Беларуси USD 25–30 млн на издержках по поддержанию мощностей энергосистемы и топливе. Более того, существует целый ряд других выгод, которые сложно количественно оценить: (1) снижение издержек на оказание сопутствующих услуг, (2) сокращение расходов на расширение системы передачи электроэнергии, (3) рост осведомленности о потреблении электроэнергии, которое будет стимулировать энергосбережение, (4) снижение выбросов парниковых газов, (5) обеспечение постоянной нагрузки для атомной станции и источников возобновляемой энергии в непиковые периоды, и, наконец, (6) тарифная дифференциация может использоваться как политический инструмент для внедрения таких важных реформ как сокращение перекрестного субсидирования и прямых субсидий, а также увеличить собираемость платежей.

Данная работа не ставила своей целью определить оптимальную схему тарифной дифференциации для Беларуси. Тем не менее, определенные вопросы, связанные с внедрением тарифов, дифференцированных по времени, следует иметь в виду: (1) для внедрения выбранной схемы необходимы максимальная информационная прозрачность, последовательность и долгосрочные намерения, (2) введение дифференцированных тарифов для белорусского населения не должно быть приоритетом и (3) сохранение тарифов, которые не дифференцированы по времени суток подразумевает субсидирование потребителей с высоким пиковым спросом за счет всех остальных потребителей и искажение конкуренции.

Наиболее эффективным для Беларуси будет создание стимулов небольшому числу крупных промышленных потребителей электроэнергии по адресному (целевому) смещению потребления электроэнергии с пиковых на непиковые, преимущественно ночные, часы, а не единый подход ко всем потребителям на добровольной основе.

³⁴ Следует заметить, что добровольный подход сталкивается с проблемой, когда потребитель предпочитает оставаться бездейственным (ограниченная рациональность). Так, если недифференцированный тариф – это опция бездействия, потребитель будет колебаться и отказываться от участия, даже если это позволит сэкономить ему деньги. (Hartman et al. (1991)).

Литература

Energywatchgroup (2007). *Hintergrundinfo Uranpreise – Einfluss der Urankosten auf die Stromerzeugungskosten in Atomkraftwerken*. (by Jörg Schindler und Dr. Werner Zittel). Ludwig-Bölkow-Systemtechnik Ottobrunn, April/Mai 2007.

Glachant, J.-M. (2002). "Tariff Guidelines : Chapter 7: Tariff Features". GRJM Working Paper 2002-11.

Hartman R.S., Doane M.J. and Woo C.K. (1991). *Consumer rationality and the status quo*. Quarterly Journal of Economics 141-62.

Hirschhausen, Ch. V. and Rumiantseva, I. (2006). *Economics of Nuclear Power Development in Belarus*. GET Policy Paper 03/06.

IEA (2001). *Competition in Electricity Market*. International Energy Agency, Paris.

IAEA (2003). Case studies to assess and compare different energy sources in sustainable energy and electricity supply strategies. International Atomic Energy Agency, Vienna.

Öko Institut (1998). *Stromgestehungskosten von Großkraftwerken – Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern*. Freiburg.

Padalko, L. and Zaborovskiy, A. (2008). *Modern tariff policy on electricity and heat formation in the Republic of Belarus*. The economic bulletin of the Institute of economy of the Ministry of economy of the Republic of Belarus, No. 4, p. 41-53 (in Russian).

Spees, K. and Lave, L. (2008). Impacts of responsive load in PJM: load shifting and real time pricing. The Energy Journal, Vol, 29, No. 2.

US DOE (2006). *Benefits of Demand Response and Recommendations*. U.S. Department of Energy.

Varnavskii, T. (1994). Problems of large-scale Introduction of Electronic Electric Meters in Russia. Measurement Techniques, Vol. 37, No. 12.

Verzhbickiy, V. A. and Padalko, L. P. (1983). *About foundations of a three-part electricity tariff formation*. Power stations, No. 10 (in Russian).

Zabello, E.P. (1985). *About improvement of electricity tariffs*. Industrial power engineering, No. 5 (in Russian).