

УДК 332.14

И. В. Ясеновская

ФГБОУ ВО «Тихоокеанский государственный университет», Хабаровск, Россия,

e-mail: yiv@mail.ru

ПРОБЛЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

Ключевые слова: энергетический комплекс Хабаровского края, оптимизация энергосистемы, тарифная система, инвестиционная программа, модель оптового рынка электроэнергии, энергетический сектор Дальнего Востока.

Цель исследования заключается в анализе структуры энергетического комплекса Хабаровского края и в оценке проблем оптимизации энергосистемы Дальнего Востока России. Теоретическая часть статьи основана на ретроспективном анализе структурных преобразований энергетического комплекса Дальнего Востока России и Хабаровского края, в частности. Выявлены закономерности в преобладающей доле угля в структуре топливно-энергетического баланса края. Рассмотрены подходы к решению вопроса по неиспользуемым мощностям. Показаны проблемы в сфере тарифного регулирования: значительное превышение дальневосточных тарифов на электроэнергию над среднероссийскими, выравнивание тарифов для населения и промышленности, а также вопросы перекрестного субсидирования. В ходе исследования были приведены основные положения закона, предусматривающего распространение механизмов конкурентного рыночного ценообразования на электрическую энергию и мощность на территориях неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности.

I. V. Yasenovskaya

Pacific National University, Khabarovsk, Russia, e-mail yiv@mail.ru

PROBLEMS OF OPTIMIZING THE STRUCTURE OF THE ENERGY COMPLEX OF Khabarovsk KRAI

Keywords: energy complex of Khabarovsk Krai, energy system optimization, tariff system, investment program, wholesale electricity market model, energy sector of the Far East.

The purpose of this study is to analyze the structure of the Khabarovsk Krai energy complex and assess the challenges of optimizing the energy system in the Russian Far East. The theoretical portion of the article is based on a retrospective analysis of structural transformations in the energy complex of the Russian Far East, and Khabarovsk Krai in particular. Patterns in the predominant share of coal in the structure of the Krai's fuel and energy balance are identified. Approaches to addressing the issue of unused capacity are considered. Issues in tariff regulation are highlighted: the significant excess of Far Eastern electricity tariffs over the Russian average, the equalization of tariffs for households and industry, and cross-subsidization issues. The study presented the main provisions of the law providing for the extension of competitive market pricing mechanisms for electricity and capacity to non-price zones of the wholesale electricity and capacity market.

Введение

Развитие экономики Дальневосточного региона всецело зависит от развития его топливно-энергетического комплекса и, в частности электроэнергетики. Так как именно эта отрасль является основополагающей составляющей развития промышленности и обеспечивает стабильное развитие территории Дальнего Востока и его субъектов.

В электроэнергетике региона назрело немало проблем, это и устаревшее оборудование, и высокие тарифы, и работа на дорогом привозном топливе, и перекрестное субсидирование. Поэтому качественный

анализ существующей системы электроэнергетики позволит:

- определить роль общерегиональных тенденций ДФО в энергосистеме Хабаровского края;
- проанализировать структуру и тенденции электропотребления края;
- выявить источники привлечения инвестиций в отрасль;
- оценить возможности повышения надежности и эффективности энергосистемы.

В результате оптимизации электроэнергетики региона должна быть достигнута большая надежность энергосистемы, а так-

же стабильность в ее работе. Это позволит генерирующим предприятиям наиболее эффективно использовать свои производственные мощности, с наименьшими издержками производить плановые ремонты и модернизацию оборудования, своевременно обеспечивать свою потребность в ТЭР, капитальных и человеческих ресурсах для производства электроэнергии. Кроме того, это позволит оптимально планировать во времени и пространстве строительство новых генерирующих объектов и ЛЭП. Все это в свою очередь повысит надежность электроснабжения, позволит сократить издержки на производство электроэнергии, а, следовательно, увеличить темпы развития экономики региона в целом.

Цель исследования заключается в анализе структуры энергетического комплекса Хабаровского края и в оценке проблем оптимизации энергосистемы Дальнего Востока России.

Материалы и методы исследования

Методические подходы, использованные автором при анализе структуры и тенденций развития энергетического комплекса Хабаровского края основаны из работах О. Деминой [4, 5], О. Журман [7], а также А. Новака [8].

Социально-экономическая информация и нормативные документы, необходимые для выявления закономерностей и особенностей развития энергосистемы Дальнего Востока, а также для формирования основных подходов к оптимизации энергетического комплекса Хабаровского края, была взята из следующих официальных статистических источников и положений [2, 6, 9-10].

Результаты исследования и их обсуждение

Структура энергетического комплекса Хабаровского края претерпела существенные изменения на протяжении последних лет. До первого января 2007 года единая энергосистема России была структурирована по географическому принципу и в нее входили семь межрегиональных объединенных энергосистем. В соответствии с таким разделением электроэнергетика Хабаровского края была представлена генерирующей компанией ОАО «Хабаровскэнерго», которая в свою очередь входила в состав ОЭС Востока и находилась под централизованным управлением РАО «ЕЭС России»,

которому принадлежал контрольный пакет акций ОАО «Хабаровскэнерго». По законодательству магистральные ЛЭП, которые связывают между собой региональные энергосистемы и позволяют осуществлять «перекачку» электроэнергии в часы пиковой нагрузки из региона в регион, напряжением 330 кВт и выше являлись собственностью РАО «ЕЭС России», а все остальные линии находились в собственности АО-энерго. Однако следует отметить, что с ОЭС Сибири дальневосточная энергетика была соединена лишь двумя двухцепными ЛЭП по 220 кВт, что не позволяло энергосистеме Дальнего Востока работать параллельно с другими регионами страны. Таким образом, ОЭС Востока являлась как бы изолированной от остальной энергосистемы России.

По существовавшей структуре ОАО «Хабаровскэнерго» совмещало генерирующую, распределительную и сбытовую деятельность. Тарифы на электроэнергию для потребителей устанавливал РЭК. Следует отметить, что так как одна компания совмещала в себе все три функции, предшествующие конечному электропотреблению, то и тариф не был структурирован по видам деятельности, а носил единый характер, что делало затруднительным для потребителей разобраться в механизме его установления.

В 2005 году РАО «ЕЭС России» в соответствии с постановлением Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики РФ» №526 от 11.07.2001 г. приняло решение о реформировании энергетике ДФО. Основными целями реформирования являлись:

- повышение эффективности деятельности предприятий, входящих в состав РАО «ЕЭС России», за счет их разделения по видам деятельности (генерация, транспортировка, сбыт);
- повышение инвестиционной привлекательности этих предприятий.

В результате реформирования на ДВ с января 2007 года действовали три энергокомпании:

- ОАО «ДГК» – занималась вопросами генерации электрической и тепловой энергии и сбыта тепла, с головным офисом в Хабаровске;

- ОАО «ДЭК» – закупала электроэнергию у ДГК и продавала ее потребителям, то есть занималась сбытом электроэнергии, с головным офисом в г. Владивостоке;

- ОАО «ДРСК» – занималась транспортировкой электроэнергии, с головным офисом в г. Благовещенске.

Причем все эти три компании создавали единый энергохолдинг. Материнской компанией холдинга являлась ОАО «ДЭК», соответственно ОАО «ДГК» и ОАО «ДРСК» были дочерними компаниями. Таким образом, на Дальнем Востоке была создана единая энергосистема с единым централизованным управлением и разделением по видам деятельности.

Теоретически это создавало для потребителей возможность заключения договоров с каждым из этих предприятий в отдельности, минуя гарантирующего поставщика, с ОАО «ДГК» о выработке электроэнергии и с ОАО «ДРСК» о ее транспортировке от генерирующих установок до конечного потребителя, но на практике такой механизм был затруднен административными барьерами, что заставляло предприятия обращаться к услугам ОАО «ДЭК».

Также в 2006 году двумя постановлениями Правительства Российской Федерации была запущена новая модель оптового и розничного рынков электроэнергии. Новые правила предусматривали в числе прочего покупку электроэнергии у единого закупщика – ОАО «ДЭК», суточную заявку почасового потребляемого количества энергоресурсов и штрафные санкции для потребителей при повышении потребления или недоборе.

Размер штрафа определялся по следующей формуле:

$$Ш_3 = (V_{\text{факт}} - V_{\text{дог}}) \cdot T \cdot K,$$

где $V_{\text{факт}}$ – фактический объем электропотребления,

$V_{\text{дог}}$ – договорной объем электропотребления,

T – установленный тариф,

K – коэффициент штрафа в зависимости от объема превышения или недобора принимает значения от 0,05 до 0,5.

Подобные правила действовали и на оптовом энергетическом рынке. Те же электростанции должны четко выдерживать заявленный ими на данные сутки график генерации электроэнергии. Именно под это количество выработанной энергии получает свой средний тариф каждая станция, и в случае нарушений она должна будет платить за отклонения от режима в ту или иную сторону. На сетевые компа-

нии тоже ложилась ответственность за потери при передаче.

Что касается структуры ТЭБ, то учитывая обстоятельство, что электростанции Хабаровского края работают в основном на привозном угле и высокие тарифы на грузоперевозки, то себестоимость производства электроэнергии в крае значительно выше, чем в среднем по России, что сказывается на тарифах [1]. К примеру, кузбасский уголь, на котором работает большинство ТЭЦ края стоит на месте добычи (Кузнецкий угольный бассейн) в три раза дешевле, чем в Хабаровском крае.

Разрешению сложившейся ситуации должен был поспособствовать сахалинский газ, который с 2005 года начал поступать в край в рамках проекта Сахалин-1 и уже через три года Хабаровский край первым из регионов Дальнего Востока полностью завершил создание опорной сети газопроводов. В сентябре 2011 года был введен в эксплуатацию первый пусковой комплекс Газотранспортной системы (ГТС) «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», которая является первой на Востоке России межрегиональной газотранспортной системой. За это время на территории края была выполнена планомерная модернизация котлоагрегатов для работы на «голубом» топливе и наращивание объемов использования газа. На газ была частично переведена Хабаровская ТЭЦ-1, однако полностью электроэнергетика края от угля не отказывается, так как возможность работы на газе и угле одновременно позволяет повысить надежность электроснабжения.

Уровень газификации Хабаровского края в 2024 г. составлял 62,7%, это существенно выше среднего по ДФО, однако при этом регион отстает от общего плана газификации. Решению этой проблемы должна способствовать пролонгация договора с компанией Сахалин-1 до 2028 года, кроме того, после 2025 г. Хабаровский край будет получать дополнительные поставки газа по газопроводу Белогорск – Хабаровск. По итогам модернизации, ТЭБ электроэнергетики региона должен коренным образом поменяться.

Структура электроэнергетики края характеризуется большим моральным и физическим износом оборудования. Ветхость оборудования кроме всего прочего ведет и к уменьшению КПД генерации электроэнергии. Кроме ветхости оборудования не-

посредственно генерирующих объектов большому износу подвержены и ЛЭП, что ведет не только к снижению надежности, но и к увеличению потерь электроэнергии в сетях. Данную проблему решить можно только путем привлечения дополнительных инвестиций в основной капитал. Только за последнее время на реконструкцию и модернизацию электростанций, а также на перевод энергоблоков для работы на природном газе было освоено более одного млрд. рублей.

Характерной особенностью электроэнергетики края является наличие излишка генерирующих мощностей, который образовался в силу спада экономической активности региона, резерв мощности составляет порядка 25 – 30%. Тем более, что около одного млрд. кВт·ч в год край получает из Амурской области, где так же большой излишек мощности, а тарифы за счет работы Бурейской и Нижне-Бурейской гидроэлектростанций ниже, чем в Хабаровском крае. С одной стороны, наличие резерва повышает надежность и безопасность электроснабжения, но операционные расходы по содержанию неиспользуемых мощностей ложатся на плечи потребителей через, и без того, высокие тарифы на электроэнергию.

Существует два подхода решения вопроса по неиспользуемым мощностям:

- во-первых, можно построить более мощные ЛЭП для соединения с Амурской областью, в этом случае можно повысить объемы перетока электроэнергии с Бурейской и Нижне-Бурейской ГЭС и обеспечить надежность электроснабжения из-за пределов территории края, что позволит утилизировать неиспользуемые электростанции. Однако, такое решение проблемы потребует больших капитальных вложений на сооружение передающих объектов;

- во-вторых, можно организовать экспорт электроэнергии в КНР. Однако, для взаимовыгодного экспорта избыточных мощностей края недостаточно. Расширению экспортных возможностей края будет способствовать строительство Ургальского ТЭК (УрТЭК) на основе местного угля и Ниманской ГЭС, которая будет находиться в Верхнебуреинском районе Хабаровского края. Кроме экспорта в КНР данный комплекс должен будет обеспечить потребности в электроэнергии алюминиевого завода, который также планируется

построить на территории Верхнебуреинского района.

Вышеуказанные характерные особенности электроэнергетики края влекут за собой высокие тарифы на электроэнергию. В среднем тариф на электроэнергию в регионе больше среднероссийского в 1,7 раза.

Такая разница в тарифах оказывает сильное влияние на конкурентоспособность всей экономики региона. Высокие тарифы на электроэнергию неизбежно повышают себестоимость продукции других отраслей, что делает товары, производимые в крае, менее конкурентоспособной по сравнению с аналогами из других регионов России и импортными товарами.

По подсчетам экспертов для выравнивания Дальневосточных тарифов на электроэнергию со среднероссийскими требуются дотации в размере 22 млрд. рублей в год. Однако, объем бюджетных трансфертов энергокомпаниям Дальнего Востока для сдерживания роста тарифов с каждым годом все больше падает, поэтому Хабаровским энергетикам приходится самим изыскивать средства для «укрощения» тарифов, путем сокращения своих издержек.

К этому еще добавляется и перекрестное субсидирование существующее в электроэнергетике ДФО, то есть ситуация, когда промышленность платит часть расходов по потреблению электроэнергии населения, что еще больше повышает тариф для промышленных потребителей, а, следовательно, загоняет их в более суровые условия производства.

Выравнивание тарифов для населения и промышленности должно быть постепенным и планомерным. Перекрестное субсидирование в настоящее время ликвидируется путем опережающего роста тарифов для населения. Единовременно ликвидировать перекрестное субсидирование невозможно, так как это приведет к резкому росту тарифов для населения и нежелательным социальным последствиям. Устранить перекрестное субсидирование предполагается в перспективе по мере роста реальных доходов населения.

Аналогичный подход принят и для выравнивания тарифов на электроэнергию в Хабаровском крае со средними по России. Так же следует отметить, что рост тарифов на электроэнергию в крае значительно ниже темпов роста ИПЦ. Однако стоит отметить, что снижение темпов роста достигнуто лишь

благодаря усилиям Хабаровских энергетиков по уменьшению себестоимости производства электроэнергии, так как субсидии из федерального бюджета направляемые в электроэнергетику региона за этот период были незначительны.

Одной из характерных проблем электроэнергетики края является наличие должников. Проблема носит сезонный характер, так за первые три месяца года задолженность за электроэнергию растет, а затем гасится в летние месяцы. При этом задолженность подрывает в первую очередь надежность электроснабжения, так как ограничивает возможности по закупке генерирующими компаниями необходимых ТЭР в полном объеме и в срок, а также возможности по ремонту, реконструкции и модернизации оборудования.

Анализ общерегиональных тенденций показал сильную зависимость электропотребления от площади жилого фонда. Данное явление объясняется тем, что в более развитые регионы Дальневосточного федерального округа характеризуются большим объемом жилого фонда, а в силу более развитой экономики для таких регионов характерен и больший объем электропотребления, чем в остальных регионах.

В настоящее время совместно с администрацией края производится стимулирование наиболее добросовестных потребителей электроэнергии, посредством предоставления им более выгодного тарифа экономического развития. Основными должниками, как известно, являются коммунальные хозяйства и в силу того, что энергетики в полной мере осознают свою социальную ответственность, «метод рубильника», как способ борьбы с должниками, неприменим. Единственным способом решения проблемы задолженностей по оплате за потребленную электроэнергию остается повышение уровня жизни населения.

Следует отметить, что все реформы энергетического сектора такую цель, как внедрение конкуренции в отрасль, которая ставилась при формировании оптовых и розничных рынков электроэнергии, на территории ДВР не решили. Цены на электроэнергию в ДФО в разряд нерегулируемых не перешли, количество гарантирующих поставщиков на территории округа было ограничено ОАО «ДЭК».

В 2025 году энергетический сектор Дальнего Востока кардинально изменился –

регион перешел от жестких энерготарифов к модели оптового рынка электроэнергии. В августе 2024 года Президент РФ Владимир Путин подписал закон [11], предусматривающий распространение механизмов конкурентного рыночного ценообразования на электрическую энергию и мощность на территориях неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

В связи с этим бывшая неценовая зона Дальнего Востока была включена в состав второй ценовой зоны Сибири. Полное объединение энергосистем станет возможно только после строительства электросетей для обеспечения их синхронной работы. Запуск новой линии ожидается не ранее конца 2028 года [3]. До этого момента формирование цен на электроэнергию и мощность будет осуществляться отдельно для территории Дальнего Востока и отдельно для остальной части второй ценовой зоны.

По итогам реформы уже принята инвестиционная программа. Основная часть инвестиций предназначена на газоснабжение и реконструкцию объектов генерации для перехода на газ, а также для сооружения новых генерирующих установок взамен морально и физически устаревших. Такая инвестиционная политика позволит улучшить КПД генерации, рентабельность компании и повысить надежность электроснабжения.

Закключение

Таким образом, очередное реформирование электроэнергетики ДВР должно способствовать решению следующих региональных проблем:

- увеличению объемов инвестирования, для реконструкции и введения новых мощностей взамен устаревших;
- снижению темпов роста тарифов и в конечном итоге выравниванию тарифов со средними по России;
- повышению надежности энергоснабжения;
- снижению издержек на производство электроэнергии посредством использования эффекта масштаба;
- совместному осуществлению крупных капитальных проектов;
- оперативному решению проблем, возникающих в процессе работы энергосистемы;
- повышению эффективности производства электрической энергии в крае.

Библиографический список

1. Атлас экономической специализации регионов России / под ред. Л.М. Гохберга, Е.С. Куценко. М.: НИУ ВШЭ, 2021. 264 с. URL: <https://ris3.hse.ru/?ysclid=mh8kvw8gat935353713> (дата обращения: 15.10.2025).
2. Баланс энергоресурсов Российской Федерации / ФСТС. 2023. URL: https://rosstat.gov.ru/enterprise_industrial (дата обращения: 15.10.2025).
3. Первый шаг к рынку // Вестник РусГидро. 2024. № 11. URL: <https://vestnik-rushydro.ru/articles/11-poyabr-2024/krupnym-planom/pervyy-shag-k-rynku/> (дата обращения: 15.10.2025).
4. Дёмина О.В. Либерализация рынка электроэнергии в России: оценка последствий расширения второй ценовой зоны // Пространственная экономика. 2025. Том 21. №3. С. 72–101. EDN: DXFLSA. DOI: 10.14530/se.2025.3.072-101.
5. Дёмина О.В. Топливо-энергетический комплекс: национальная и региональная проекции. Хабаровск: Институт экономических исследований ДВО РАН, 2024. 200 с. EDN: LPRGDM.
6. Единая энергетическая система России / Системный оператор Единой энергетической системы России. 2023. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ups/ups2023/> (дата обращения: 15.10.2025).
7. Журман О. Газификацию Востока России решили вывести на новый уровень // Российская газета. 2022. 27 октября. URL: <https://rg.ru/2022/10/27/reg-dfo/gazifikaciiu-vostoka-rossii-reshili-vyvesti-na-novyyj-uroven.html> (дата обращения: 12.10.2025).
8. Новак А. ТЭК России сегодня и завтра: итоги и задачи // Энергетическая политика. 2024. 25 января. URL: <https://energypolicy.ru/tek-rossii-segodnya-i-zavtra-itogi-i-zadachi/business/2024/12/25/> (дата обращения: 17.10.2025).
9. Российская электроэнергетика / Ассоциация "НП Совет рынка". 2025. URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/cominfo/rus/index.htm> (дата обращения: 10.10.2025).
10. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы: утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 12.10.2025).
11. Федеральный закон №185-ФЗ о внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" (о распространении механизмов конкурентного рыночного ценообразования на электрическую энергию и мощность на территориях неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности) // Российская газета. 13 июля 2024 г. <https://rg.ru/documents/2024/07/19/document-ob-ehlektroehnergetike.html?ysclid=mh8khww1e8465704599> (дата обращения: 15.09.2025).