

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»**

**Суюнчев М.М. Репетюк С.В. Файн Б.И.
Трегубова Е.А.**

**Разработка подходов к формированию общего
электроэнергетического рынка
евразийского экономического союза (ЕАЭС)**

Москва 2020

Аннотация. В настоящей работе, подготовленной по результатам научно-исследовательской работы «Разработка подходов к формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС)», исследованы особенности организации рынков электрической энергии и мощности в странах-членах Евразийского экономического союза и выполнен их сравнительный анализ в части технологической и коммерческой инфраструктуры. Рассмотрен мировой опыт интеграции электроэнергетических рынков, выявлены особенности основных моделей формирования общих рынков электроэнергии за рубежом. Выполнена оценка возможного эффекта от организации общего рынка электроэнергии для Российской Федерации и сформированы практические предложения по совершенствованию подходов к формированию общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Abstract. This report, prepared according to the results of the research work “Development of approaches to the formation of a common electric energy market of the Eurasian Economic Union (EAEU)”, explores the features of the organization of electric energy and capacity markets in the countries of the Eurasian Economic Union and performs their comparative analysis in part technological and commercial infrastructure. The world experience of integration of electric power markets is considered, the features of the main models for the formation of common electricity markets abroad are identified.

Based on the results of the study, an assessment of the possible effect of organizing a common electricity market for the Russian Federation was made and practical proposals were formulated to improve approaches to the formation of a common EAEU electricity market.

Суюнчев М.М., директор Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ

Репетюк С.В., заместитель директора Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ;

Файн Б.И., директор Центра экономических исследований инфраструктурных отраслей Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ;

Трегубова Е.А., ведущий эксперт Центра методологии судебной экономической экспертизы Института экономики естественных монополий Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ.

Данная работа подготовлена на основе материалов научно-исследовательской работы, выполненной в соответствии с Государственным заданием РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2019 год

Содержание

1 Организация рынков электрической энергии в государствах-участниках Евразийского экономического союза.....	4
2 Зарубежный опыт межгосударственной интеграции рынков электрической энергии.....	18
3 Предложения и рекомендации по формированию общего электроэнергетического рынка в рамках евразийского экономического союза.....	35
Заключение.....	54
Список использованных источников.....	58

1 Организация рынков электрической энергии в государствах – участниках Евразийского экономического союза

Технологическая инфраструктура рынков электрической энергии, на основе которой предполагается создание общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС), в каждом из государств – участников союза (Российской Федерации, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Киргизской Республики) имеет свои особенности. Первоначально технологическая инфраструктура указанных рынков была сформирована в советский период и проектировалась на основе единых принципов и стандартов в расчете на синхронную работу в составе единого энергообъединения. Однако, на протяжении постсоветского периода развитие электроэнергетической инфраструктуры в государствах – участниках ЕАЭС кардинально различалась ввиду отсутствия единых стандартов и полноценной взаимной координации развития электроэнергетических систем между государствами, отличия экономических и финансовых условий функционирования электроэнергетической отрасли, а также существенных различий в избранных государствами моделях функционирования электроэнергетической отрасли.

В отличие от технологической инфраструктуры, коммерческая инфраструктура рынков электрической энергии изначально формировалась в каждом в каждом из государств – участников ЕАЭС независимо друг от друга. Ее формирование происходило в процессе развития рыночных отношений в электроэнергетике и проведения рядом стран структурных реформ в электроэнергетической отрасли. При этом каждым из государств была выбрана своя модель институционального развития в электроэнергетике, включая такие аспекты, как приватизация, дерегулирование, вертикальное разделение, развитие конкуренции.

В настоящем разделе рассмотрены особенности технологической и коммерческой инфраструктуры рынков электрической энергии в государствах – участниках ЕАЭС, и исследованы сравнительные особенности рыночной инфраструктуры между странами ЕАЭС.

Республика Беларусь. Генерация Республики Беларусь представлена, главным образом, тепловыми электростанциями, установленная мощность которых составляет 98,3% от суммарной мощности электростанций страны [1]. Основным

топливом для электростанций республики является газ, преимущественно импортируемый из России. Республика Беларусь также ежегодно импортирует из России порядка 7-10% от всего объема потребляемой электроэнергии. Энергосистема Республики Беларусь работает в параллельном режиме с энергосистемами Литвы, Украины и России. Ее связь с энергосистемой Литвы обеспечивают 5 воздушных линий (ВЛ) электропередачи напряжением 330 кВ, с энергосистемой России – 3 ВЛ напряжением 330 кВ и единственная в энергосистеме ВЛ напряжением 750 кВ между Смоленской АЭС и подстанцией Белорусская. Параллельную работу с энергосистемой Украины обеспечивают 2 ВЛ напряжением 330 кВ. С энергосистемой Польши белорусскую энергосистему связывают 2 линии электропередачи, в настоящее время отключенные: Вулька – Добрыньска - Брест напряжением 110 кВ и Россь – Белосток напряжением 220 кВ.

Электроэнергетический рынок республики представляет собой государственную вертикально-интегрированную монополию, при которой деятельность по производству, передаче и сбыту электроэнергии осуществляет одна компания – государственное производственное объединение (ГПО) «Белэнерго».

Оптовая торговля электроэнергией организована по принципу «единого покупателя» по двусторонним контрактам, где ГПО «Белэнерго» выступает одновременно покупателем импортируемой и избыточной электроэнергии и продавцом этой электроэнергии дефицитным энергосистемам. Срочный рынок электроэнергии (рынок на сутки вперед и балансирующий рынок) в Белоруссии отсутствует.

Тарифы на электрическую энергию в Республике Беларусь на всех уровнях полностью регулируются государством. Национальные нормативно-программные документы предусматривают в период до 2025 г. разделение конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности в электроэнергетике республики, а также формирование необходимой нормативно-правовой базы, определяющей основные принципы функционирования оптового и розничного рынков электрической энергии.

Республика Армения. Структуру установленной мощности генерации Республики Армения по источникам энергии можно назвать диверсифицированной. Так, по итогам 2017 г. чуть более 50% от всей мощности генерации республики составляют тепловые электростанции, на долю гидроэлектростанций приходится около 32%, атомной генерации – 9,9%. Тепловые электростанции республики

работают на газе, который поставляется на ее территорию по двум газопроводам - со стороны Российской Федерации и Ирана. Баланс электроэнергии Республики Армения является избыточным, экспорт электроэнергии по итогам 2017 г. составил 18,5% от объема производства электроэнергии электростанциями и осуществлялся, главным образом, в направлении Ирана. С энергосистемами других государств Республика Армения связана посредством 5 высоковольтных линий электропередач, включая:

- 2 ВЛ 220 кВ общей протяженностью 254,3 км с Ираном;
- 1 ВЛ 220 кВ протяженностью 58,4 км и 2 ВЛ 110 кВ протяженностью 62,7 км – с Грузией.

Ввиду того, что Республика Армения не имеет общих границ с другими государствами - участниками ЕАЭС (Российской Федерацией, Республикой Беларусь, Киргизской Республикой, Республикой Казахстан), ее участие в работе общего электроэнергетического рынка ЕАЭС возможно только посредством использования сетевой инфраструктуры энергосистем соседних с ней государств, соединённых с энергосистемами стран ЕАЭС.

Относительно участия Армении в торговле электроэнергией с остальными государствами ЕАЭС (Белоруссией, Киргизией, Казахстаном), следует отметить, что энергосистему Армении отделяют от них значительные расстояния, что предполагает значительные затраты на транзит электроэнергии через территорию третьих стран. По данной причине взаимная торговля электроэнергией между ними может быть экономически невыгодной, а в ряде случаев – невозможной.

Электроэнергетический рынок Армении характеризуется разделением компаний по видам деятельности. Производство электроэнергии в республике осуществляют несколько генерирующих предприятий (Армянская АЭС, Разданская ТЭС, Ереванская ТЭС, ЗАО «Воротанская система ГЭС», ЗАО «МЭК»), передачу электроэнергии – государственное предприятие ЗАО «Высоковольтная электрическая сеть», распределение и сбыт электрической энергии – ЗАО «Электрические сети Армении». Помимо данных предприятий на электроэнергетическом рынке Армении работают ЗАО «Оператор электроэнергетической системы», осуществляющий технологическое регулирование работы энергосистемы, и ЗАО «Расчетный центр», оказывающий услуги расчетного центра участникам рынка [2].

Продажа электрической энергии на рынке осуществляется по схеме «единственный покупатель – продавец». В качестве единственного покупателя

выступает распределительная компания ЗАО «Электрические сети Армении», заключающая с генерирующими компаниями прямые договора купли-продажи. Все виды деятельности в республике подлежат лицензированию. Ценообразование в отрасли регулируется государством в лице Комиссии по регулированию общественных услуг.

Киргизская Республика. В структуре мощности электростанций Киргизской Республики преобладают гидроэлектростанции – 77,1%, остальную часть образуют две крупные теплоэлектроцентрали: Бишкекская ТЭЦ, установленной мощностью – 812 МВт; Ошская ТЭЦ, установленной мощностью 50 МВт. Основным видом топлива для тепловых электростанций республики является уголь (89%). В 2014-2016 гг. баланс электрической энергии республики оставался дефицитным, импорт электроэнергии составлял 2-5% от объемов производства [3].

Республика характеризуется наличием межсистемных линий энергопередач, связывающих ее энергосистему с энергосистемами Казахстана, Узбекистана и Таджикистана на напряжении 220-500 кВ.

В 2016 г. в Киргизии была проведена реформа электроэнергетической отрасли, по результатам которой две генерирующие компании (ОАО «Электрические станции», ОАО «Чакан ГЭС») и сетевые предприятия (ОАО «НЭС Кыргызстана», осуществляющая эксплуатацию высоковольтных линий электропередач, и четыре региональные электросетевые компании, осуществляющие распределение электрической энергии и сбыт электрической энергии) были объединены в государственный холдинг ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» (ОАО «НЭХК»).

Все тарифы в электроэнергетической отрасли республики являются регулируемыми. Как следствие искусственного сдерживания тарифов в 2016 – 2017 гг., действующие тарифы на электроэнергию в республике не покрывают в полном объеме эксплуатационные затраты электроэнергетических предприятий.

Республика Казахстан. В структуре генерации республики преобладают тепловые электростанции, доля которых в суммарной величине установленной мощности составляет 87%. В структуре топливного баланса тепловых электростанций республики преобладает уголь, доля которого составляет 84%. В 2017 г. баланс электроэнергии Республики Казахстан был энергоизбыточным, экспорт электроэнергии в сопредельные государства составил 5,9 млрд. кВт·ч или 5,7% от объема производства (главным образом, в Российскую Федерацию).

Межгосударственные линии электропередач обеспечивают связь энергосистемы республики с энергосистемами трех государств:

- Российской Федерацией (25 линий напряжением 220 – 1150 кВ);
- Республикой Киргизией (9 линий напряжением 220-500 кВ);
- Республикой Узбекистан (3 линии 220-500 кВ).

Средневзвешенный тариф на электроэнергию для потребителей республики в 2017 г. составил 6,37 центов/кВт.ч., сократившись за пятилетний период с 2012 г. на 18%.

В настоящее время в Республике Казахстан действует двухуровневый рынок электроэнергии: оптовый и розничный. На оптовом рынке продажа электрической энергии осуществляется в следующих сегментах рынка:

- по двусторонним договорам;
- по результатам торгов (на среднесрочный и долгосрочный периоды, за день вперед, в течение операционных суток);
- на балансирующем рынке.

Помимо оптового рынка электроэнергии в республике также организованы:

- рынок мощности (организован с 01.01.2019 г.), работающий по принципу одностороннего аукциона с единым закупщиком в лице ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»;
- рынок системных и вспомогательных услуг.

В настоящее время около 95% производимой в республике электроэнергии закупается на оптовом рынке электроэнергии и только 5% - на розничном. Субъектами оптового рынка электроэнергии Республики Казахстан являются поставщики электроэнергии (генерация более 1 МВт), покупатели электроэнергии (крупные потребители с объемом покупки не менее 1 МВт среднесуточной (базовой) мощности, энергоснабжающие организации, распределительные электросетевые компании), а также инфраструктурные организации (системный оператор АО «KEGOC» и коммерческий оператор АО «КОРЭМ»).

Деятельность по электроснабжению в республике относится к числу лицензируемых [10]. Услуги по передаче электроэнергии по региональным сетям Республики Казахстан оказывают региональные электросетевые компании.

Следует отметить, что электроэнергетические предприятия республики работают в составе вертикально-интегрированных корпораций (холдингов), которые,

помимо генерирующих активов, имеют в своем составе также электросетевые, энергосбытовые подразделения и производственные активы других отраслей.

В электроэнергетическом секторе Республики Казахстан осуществляется регулирование следующих тарифов:

- на производство электроэнергии для электростанций (предельных);
- на передачу электроэнергии по национальной электрической сети, на услуги по технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии, оказываемые АО «KEGOC»;
- на распределение электроэнергии для региональных электросетевых компаний;
- платы за услуги АО «КОРЭМ» по организации и проведению централизованных торгов электрической энергией;
- сбытовых надбавок в отношении электрической энергии, поставляемой на розничном рынке населению.

Российская Федерация. В структуре мощности российских электростанций преобладает тепловая генерация – 70%, около 20% приходится на гидроэлектростанции и чуть более 10% на атомные электростанции. В структуре используемого топлива тепловых электростанций России преобладает природный газ, на долю которого приходится порядка 71% от всего объема топливопотребления. На протяжении последних трех лет (2015 – 2017 гг.) баланс электроэнергии Российской Федерации был энергоизбыточным. В 2017 г. экспорт электроэнергии составил 11,6 млрд. кВт·ч или 1,1% от объема производства и осуществлялся, главным образом, в направлении Финляндии (41% от всего объема), Литвы (26%), Китая (19%) и Казахстана (8%).

В Российской Федерации, так же, как и в Казахстане, сформирован двухуровневый рынок электроэнергии, включающий сектор оптовой торговли и розничный сектор.

К субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности в Российской Федерации относятся поставщики электроэнергии (генерирующие компании, с суммарной установленной мощностью производственных объектов не ниже 25 МВт), покупатели электроэнергии и инфраструктурные организации в составе:

- АО «СО ЕЭС», осуществляющее централизованное оперативно-диспетчерское управление;

– ПАО «ФСК ЕЭС», выполняющее передачу электроэнергии по Единой национальной электрической сети (ЕНЭС);

– НП «Совет рынка», оказывающий услуги по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью;

– АО «АТС», выполняющее функции коммерческого оператора оптового рынка, в т.ч. по организации оптовой торговли и регистрации двусторонних договоров;

– АО «ЦФР», оказывающее услуги по расчету требований и обязательств на оптовом рынке.

В электроэнергетике Российской Федерации запрещено совмещение в пределах одной ценовой зоны естественно-монопольных (передача, распределение электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и конкурентных (производство и сбыт электроэнергии) видов деятельности [5]. Свободное ценообразование допускается в сфере производства электроэнергии и в сфере ее сбыта (исключая поставку электроэнергии населению).

Сравнительный анализ инфраструктуры электроэнергетических рынков государств-членов ЕАЭС и проблемы ее интеграции.

Среди государств-участников ЕАЭС Российская Федерация заметно доминирует по объемам выработки электрической энергии, объем производства электроэнергии генерирующими предприятиями России составляет 87,5% от суммарного объема производства электроэнергии электростанциями государств союза.

При этом все энергосистемы государств-членов ЕАЭС (кроме Киргизии) избыточны по мощности, отклонение показателя установленной мощности электростанций от абсолютного максимума нагрузки варьируется от 35% (Казахстан) до 65% (Армения).

Белоруссия, Киргизия и Казахстан отличаются преобладанием одного типа электростанций в структуре генерирующих мощностей: тепловой генерации в Белоруссии и в Казахстане и гидрогенерации в Киргизии (рисунок 1).

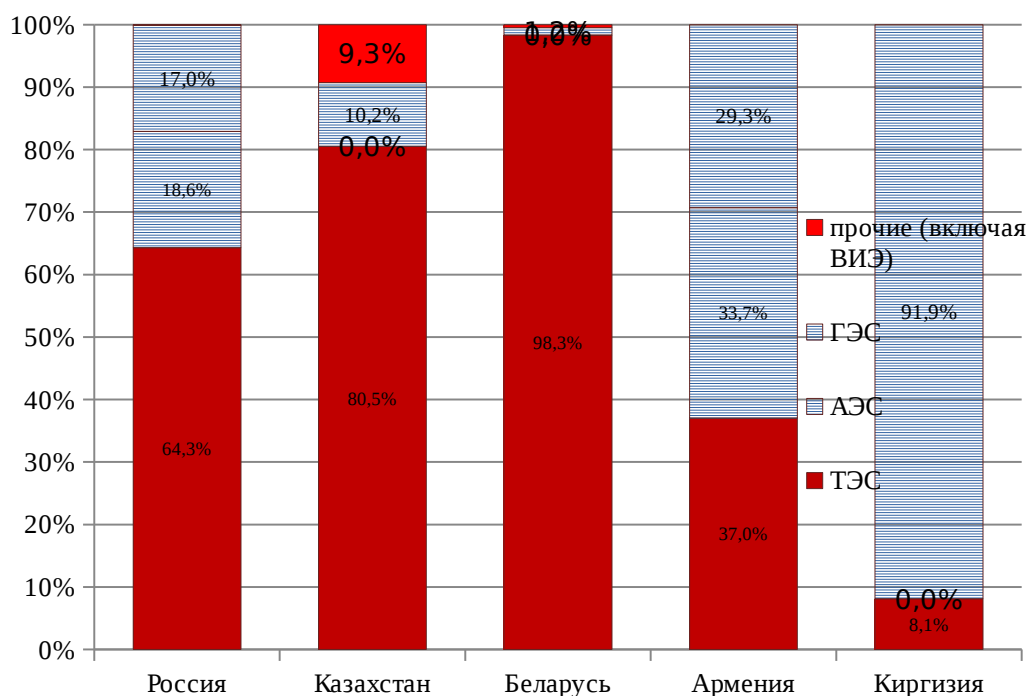


Рисунок 1 – Структура производства электроэнергии в государствах - участниках ЕАЭС в 2017 г. по типам источников, %

В Белоруссии, где почти весь объем электроэнергии производится на тепловых электростанциях, основным видом топлива является импортируемый газ. В Казахстане также основной объем выработки электроэнергии обеспечивает тепловая генерация, которая работает на местном угольном топливе, характеризующемся низкой стоимостью.

Как следствие, средняя стоимость топлива, потребляемого на производство электрической энергии на тепловых электростанциях Казахстана, является наименьшей среди государств - участников ЕАЭС – всего 20 долл. США/тут (рисунок 2).

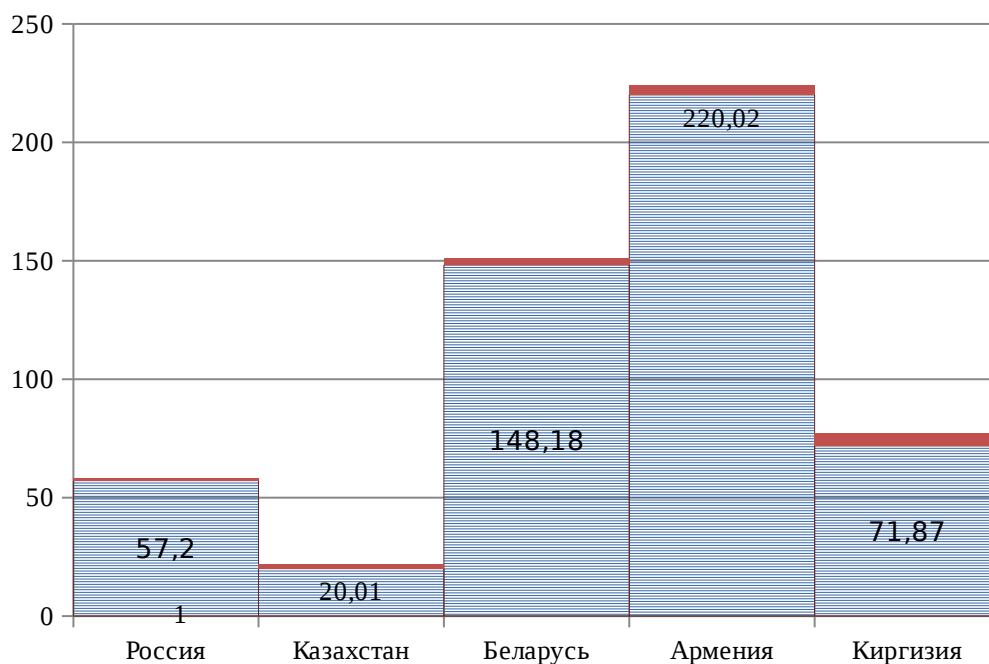


Рисунок 2 – Средняя цена на топливо в государствах - участниках ЕАЭС
в 2017 г., долл. США/тут

Минимальным средневзвешенным тарифом на электроэнергию для конечных потребителей среди государств ЕАЭС характеризуется Киргизия - 2 цента /кВт·ч, поскольку электроэнергия, вырабатываемая действующими гидроэлектростанциями республики, характеризуется заметно меньшей себестоимостью по сравнению с электроэнергией, производимой на органическом, ядерном топливе, на прочих возобновляемых источниках энергии.

Максимальный средневзвешенный тариф на электрическую энергию для конечных потребителей имеет место в Белоруссии и составляет 10,2 цента/кВт·ч, что почти в 5 раз превышает средний тариф по Киргизии (рисунок 3).

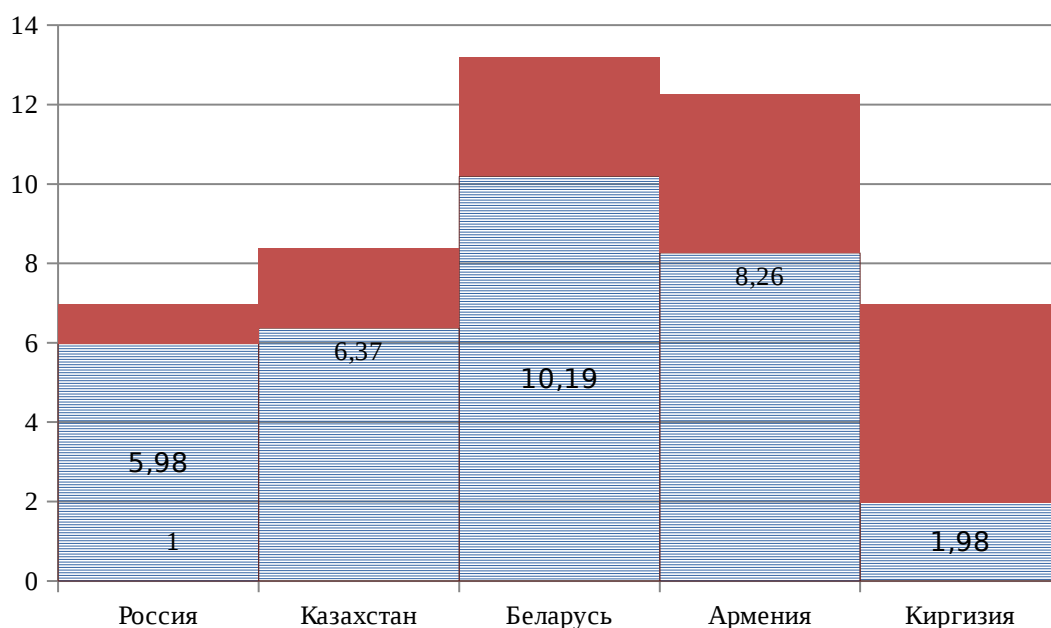


Рисунок 3 – Средние тарифы на электроэнергию в государствах-участниках ЕАЭС в 2017 г., цент/кВт·ч

В 2017 г. объем перетоков электрической энергии между энергосистемами государств – членов ЕАЭС составил 6,95 млрд. кВт·ч (таблица 1), что примерно соответствует 0,5 % от суммарного производства электрической энергии в данных государствах (1 254,12 млрд. кВт·ч).

Таблица 1 – Показатели, характеризующие объем межгосударственного перетока электроэнергии в ЕАЭС в 2017 г., млн. кВт·ч

№ п/п	Показатели	Беларусь	Казахстан	Киргизия	Армения	Россия	Всего
1	Экспорт	2 301,8	95,1	0,0			2 396,9
	Россия	2 301,8	95,1				
	Казахстан						
2	Импорт	0	-4 548,5	0			-4 548,5
	Россия		-4 548,5				
	Казахстан						
	Итого переток электроэнергии по экспорту/импорту						6 945,4
3	Объем производства электроэнергии	34 515,0	102 400,0	15 429,5	7 763,0	1 094 000	1 254 107

Примечание – Составлено авторами на основе [1, 3, 6, 10, 7, 9]

По имеющимся оценкам [11] существующие межгосударственные линии электропередачи между странами ЕАЭС позволяют осуществлять взаимную торговлю электрической энергией между странами союза в объеме 36 млрд. кВт·ч в

год, что более чем в 5 раз превышает текущие межгосударственных перетоков электрической энергии между странами Союза.

Анализируя коммерческую инфраструктуру рынков электрической энергии в странах-членах ЕАЭС, следует отметить, что двухуровневые рынки электроэнергетики (оптовый и розничный) сформированы к настоящему времени только в двух государствах ЕАЭС – России и Казахстане. Рыночные механизмы торговли электроэнергией в указанных странах имеют большое сходство. Как в России, так и в Казахстане организована торговля электроэнергией на рынке на сутки вперед, на балансирующем рынке и по свободным договорам. Но если в России продажа электроэнергии на оптовом рынке осуществляется, главным образом, по конкурентным ценам, то в Казахстане – с учетом установленных предельных цен.

Рынки электроэнергетики государств ЕАЭС существенно различаются в части состава участников и наличия разделения по видам деятельности. Так, в Белоруссии все услуги по производству, передаче, распределению и сбыту электроэнергии осуществляет одна вертикально-интегрированная компания ГПО «Белэнерго». Похожим образом организованы электроэнергетические предприятия Киргизии, где все виды деятельности осуществляют предприятия одной вертикально-интегрированной компании ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» (ОАО «НЭХК»). Отличительной особенностью ОАО «НЭХК» является тот факт, что услуги по производству, передаче, распределению и сбыту электроэнергии в ее составе оказывают отдельно выделенные компании.

В Казахстане услуги по электроснабжению оказывают вертикально-интегрированные холдинги, имеющие в своем составе генерирующие, распределительные и сбытовые компании. При этом деятельность по передаче электроэнергии по национальной электрической сети осуществляет отдельная инфраструктурная компания - АО «KEGOC», которая также оказывает услуги по оперативно-диспетчерскому управлению.

В Армении к участникам рынка электроэнергии относятся генерирующие и сетевая компания (ЗАО «Высоковольтная электрическая сеть»), а также ЗАО «Электрические сети Армении», осуществляющее как распределение, так и сбыт электроэнергии.

Во всех странах-участниках ЕАЭС (кроме Белоруссии) сформированы отдельные инфраструктурные компании, оказывающие услуги по оперативно-

диспетчерскому управлению (функции системного оператора) и по коммерческому обслуживанию сделок (функции коммерческого оператора).

Российский рынок электроэнергии и мощности, единственный из рынков государств ЕАЭС, характеризуется отсутствием совмещения участниками рынка естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности. Услуги по производству, передаче, распределению и сбыту электроэнергии в Российской Федерации оказывают отдельные компании, специализирующиеся на соответствующем виде деятельности

В Белоруссии, Киргизии и Армении сохраняется государственное регулирование тарифов в электроэнергетике, причем как в естественно-монопольных (производство, сбыт), так и в потенциально конкурентных сферах деятельности (передача и распределение). В Казахстане тарифы на оптовом рынке устанавливаются регулирующими органами по всем видам деятельности в электроэнергетике (предельные тарифы на производство, тарифы на системные услуги, передачу электроэнергии). На российском электроэнергетическом рынке сохраняется регулирование тарифов только по естественно-монопольным видам деятельности (передача электроэнергии и системные услуги), а также тарифов на производство электроэнергии, поставляемой в изолированных энергосистемах (всем категориям потребителей), населению и приравненным к нему категориям потребителей (на всей территории страны).

Структура собственности в электроэнергетике стран ЕАЭС также различна. В России и в Казахстане проведено масштабное реформирование электроэнергетической отрасли, внедрена конкуренция и осуществлена приватизация активов в сфере генерации и сбыта, при этом сфера передачи электроэнергии осталась под государственным контролем (в рамках контролируемого государством холдинга «Россети»).

В России, Армении и Казахстане генерирующие активы находятся как в государственной, так и в частной собственности. Только в Белоруссии и в Киргизии сохраняется государственная собственность на все электроэнергетические активы. Во всех странах-участниках ЕАЭС национальная высоковольтная электрическая сеть принадлежит государству (находящимся под государственным контролем компаниям, 88% акций и более). Частная собственность на распределительные сетевые активы существует только в Армении и в Казахстане.

Таким образом, к настоящему моменту наиболее развитая коммерческая инфраструктура сформирована на рынке электроэнергии и мощности Российской Федерации, характеризующаяся:

- разделением естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности;
- конкуренцией в сфере производства и сбыта электрической энергии;
- раздельным ценообразованием по видам деятельности;
- государственным регулированием тарифов только по естественно-монопольным видам деятельности, а также по поставкам электроэнергии населению и в регионы с отсутствием конкуренции в силу технологических особенностей;
- наличием развитых оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности;
- применением конкурентных механизмов торговли электроэнергией (рынок на сутки вперед, балансирующий рынок) и мощностью;
- наличием обширной нормативно-правовой базы, регулирующей вопросы организации электроэнергетического рынка, ценообразования в сфере электроэнергетики и перспективного развития данной отрасли.

Изучение особенностей технологической и коммерческой инфраструктуры национальных электроэнергетических рынков государств ЕАЭС позволило выявить следующие проблемы их интеграции в общий рынок электроэнергии.

Во-первых, проблемы формирования общего рынка электроэнергии обусловлены спецификой отрасли, а именно – наличием естественно монопольных видов деятельности, ограничивающих конкуренцию, усложняющих порядок ценообразования и определяющих необходимость государственного регулирования.

Во-вторых, создание общего рынка в электроэнергетике на постсоветском пространстве усложняется разнообразием существующих моделей рынка, степени либерализации и завершенности преобразований.

Серьезным барьером на пути рыночной интеграции в электроэнергетике также являются существующие межгосударственные разногласия по вопросам совместного использования природных энергетических и водных ресурсов, а также цен на них [12]. В качестве препятствия на пути формирования общего рынка также следует рассматривать различия в уровне экономического развития государств-участников ЕАЭС и отсутствие единой национальной валюты.

По результатам исследований, выполненных экспертами Евразийского банка развития [13], существует почти семикратный разрыв по уровню валового внутреннего продукта (ВВП) на душу населения между самыми богатыми государствами ЕАЭС (Россией и Казахстаном) и самой бедной страной союза (Кыргызстан). Также ограничивает взаимную торговлю эксклавность Армении по отношению к другим государствам ЕАЭС, вследствие чего торговые потоки в страну осуществляются пока исключительно через территорию Грузии.

С учетом текущего состояния и различий технологической и коммерческой инфраструктуры рынков электрической энергии в государствах – участниках Евразийского экономического союза можно сделать вывод, что организация общего рынка электрической энергии как единой торговой площадки (не ограниченной территорией одного государства) с доступом к ней любого участника рынка пока возможна лишь в отдаленной перспективе. На первоначальном этапе целесообразна организация общего электроэнергетического рынка в виде одной или нескольких дополнительных торговых площадок, функционирующих параллельно с торговыми площадками национальных энергетических рынков.

2 Зарубежный опыт межгосударственной интеграции рынков электрической энергии

Международная интеграция в энергетической сфере является неотъемлемым элементом международной экономической интеграции, получившей активное развитие во второй половине XX века. Наиболее значимыми примерами создания региональных межгосударственных интеграционных объединений в энергетике является процесс формирования единых рынков газа и электроэнергии в рамках Европейского союза (ЕС), объединение рынков в рамках Северо-Американского соглашения о свободной торговле (НАФТА), общий рынок электрической энергии стран Центральной Америки.

Современные исследования показывают, что интеграция в энергетической сфере на наднациональном уровне необходима для повышения конкурентоспособности и устойчивого развития национальной энергетики, обеспечения энергетической безопасности государств. При этом принятие наднациональных правил позволяет обеспечить более эффективную кооперацию между государствами в энергетической сфере по сравнению с договоренностями, достигаемыми в рамках двухстороннего межгосударственного сотрудничества. В тоже время, следует учитывать, что участие в наднациональных энергетических проектах создает и определенные риски для национальных экономик, связанные с выходом на рынок крупных иностранных участников и передачей части суверенитета на наднациональный уровень [14]. Существует тенденция к смещению компетенции регулирования в сторону наднациональных органов и институтов. Так, при заключении международных сделок на энергетических рынках, в частности, в сфере природного газа, договаривающиеся стороны руководствуются наднациональным правом, кодифицированным на уровне интеграционного объединения, при этом неуклонно снижается значение двусторонних договоров [15].

Основной эффект от создания интеграционных объединений в сфере электроэнергетики заключается в снижении потребности в резервировании мощностей с учетом разновременности суточных и годовых графиков нагрузки и повышении уровня конкуренции на электроэнергетических рынках в результате их территориального расширения [16].

Переход к интегрированному рынку электрической энергии дает возможность повысить эффективность поставок электроэнергии, снизить затраты на ее

производство, и, соответственно цены (тарифы) на электроэнергию для потребителей, повысить качество услуг и надежность энергоснабжения в результате расширения рынков и усиления конкуренции. Кроме того, энергетическая интеграция является одним из способов решения экологических проблем за счет сокращения выбросов углекислого газа в результате оптимизации загрузки генерирующих мощностей. Также создание общих электроэнергетических рынков способствует дальнейшему развитию межгосударственного экономического взаимодействия в части поставок энергоресурсов, оборудования и совместной реализации крупных инвестиционных проектов [17].

Интеграция рынков электроэнергии на межгосударственном уровне включает как развитие технологической инфраструктуры (трансграничных линий энергопередачи), так и институциональные преобразования (создание правил, соглашений и институтов, обеспечивающих функционирование межгосударственного рынка электрической энергии) [18].

Следует отметить различие понятий «единого рынка» и «общего рынка». Оба указанных понятия применяются как в отношении межгосударственной экономической интеграции в целом, так и в отношении интеграции электроэнергетических рынков. Создание «общего рынка» как этапа международной экономической интеграции предполагает отмену всех видов пошлин и создание условий для свободного перемещения товаров, работ и услуг, капитала и трудовых ресурсов. На этапе создания общего рынка между государствами сохраняются различия в системе налогообложения, кроме того, могут быть не полностью гармонизированы все аспекты регулирования. Формирование «единого рынка» является следующей стадией интеграции и предполагает слияние национальных рынков в единый рынок с унифицированным регулированием всех аспектов и сфер рынка [19].

Применительно к интеграции в электроэнергетической отрасли создание единого электроэнергетического рынка предусматривает формирование единого рыночного пространства в рамках энергосистем государств – участников объединения с едиными правилами торговли и рыночными механизмами, органами регулирования, системой взаиморасчетов, а также единым системным оператором.

Общий рынок, в отличие от единого рынка, допускает сохранение национальных рынков электрической энергии, функционирующих на основе национальных правил и механизмов, имеющих соответствующие органы управления

и регулирования. При этом функционирование национальных рынков электрической энергии дополняется специальными механизмами трансграничной торговли и формированием, наряду с национальными регулирующими органами, наднациональных структур, которым передается определенная часть полномочий по регулированию. Большинство функционирующих в настоящее время международных электроэнергетических объединений функционируют по принципу общих рынков [20].

В мировой практике имеется значительное число реализованных примеров межгосударственной интеграции в электроэнергетической сфере. В настоящее время процессы интеграции в энергетической сфере имеют место практически во всех регионах мира - в Европе, Северной Америке, Южной Америке, Африке и в странах Азиатско-Тихоокеанского региона. Ряд проектов по созданию общих рынков был реализован в рамках международных экономических объединений (в рамках Европейского союза, североамериканской ассоциации свободной торговли НАФТА, в рамках общего рынка стран Южной Америки (Mercado Común del Sur, МЕРКОСУР). При этом мировой опыт показывает, что создание международных интеграционных объединений в энергетической сфере допускает широкий спектр вариантов организации подобных объединений. В частности, возможна различная глубина интеграции, уровень регулирования отрасли, распределения функций регулирования и координации между национальными и наднациональными органами. При этом могут использоваться различные модели функционирования рынков и организации на них отдельных торговых площадок.

В мировой практике имеются примеры интеграции электроэнергетических рынков как между странами, находящимися на близких уровнях экономического развития, так и между странами, уровень экономического развития которых существенно различается. При этом исследования показывают, что создание общих рынков электрической энергии является одним из факторов, обеспечивающих стабильный экономический рост в участвующих в объединении странах [21].

К числу основных предпосылок, обуславливающих целесообразность международной интеграции рынков электрической энергии, относятся следующие [22]:

- энергодефицитность / энергоизбыточность национальных энергосистем;
- различие цен (тарифов) на электроэнергию на национальных рынках;

- сезонные различия в производстве и потреблении электроэнергии между объединяемыми энергосистемами;

- различия в часовых поясах между объединяемыми энергосистемами, что позволяет добиться мощностного эффекта при совмещении суточных графиков нагрузки;

- дефицит маневренных мощностей;

- возможность сокращения резервов мощности и оказания взаимопомощи между энергосистемами в экстренных (аварийных) ситуациях.

Одним из важнейших условий для осуществления свободной торговли электрической энергией в рамках объединяемых рынков является обеспечение свободного доступа участников рынка к линиям электропередач (включая трансграничные) на прозрачных и предсказуемых условиях. При этом владельцы электрических сетей не должны использовать рыночную власть для создания барьеров доступа к сети для отдельных участников рынка.

Эффективность функционирования общих электроэнергетических рынков определяется целым рядом факторов, к основным из которых относятся [20, 18]:

- уровень развития технологической инфраструктуры рынков, включая трансграничные линии энергопередачи, посредством которых осуществляется передача электроэнергии между национальными рынками;

- наличие общих технических стандартов;

- наличие эффективно действующих механизмов регулирования электроэнергетических рынков;

- достаточное развитие экономической интеграции в целом между странами, объединенным общим электроэнергетическим рынком.

Далее представлено описание ряда успешных проектов интеграции международных рынков электроэнергии.

Единый электроэнергетический рынок Европы

Одним из наиболее крупных примеров современной межгосударственной интеграции в электроэнергетической сфере является единый электроэнергетический рынок стран Европейского союза. Участниками данного рынка выступает большое количество государств с отличающейся друг от друга технологической и организационной структурой электроэнергетической отрасли.

Процесс интеграции электроэнергетических рынков европейских стран является длительным и продолжается уже в течение нескольких десятилетий.

Указанный процесс характеризуется сложностью и многогранностью, поскольку заключается в объединении локальных (национальных) рынков электрической энергии с различной юридической и организационной структурой, различными механизмами торговли электроэнергией, функционирующих на основе различных технических стандартов и в условиях ограниченной пропускной способности межгосударственных линий энергопередач. Следует отметить, что в регионе до начала процесса формирования единого электроэнергетического рынка уже действовал ряд межгосударственных энергетических объединений, позволявших обеспечивать синхронное функционирование ряда национальных энергосистем европейских стран и осуществлять (в ограниченных объемах) трансграничную торговлю электрической энергией. Так, уже в 70-х годах XX века на территории центральной и западной Европы действовало 4 межгосударственных энергетических объединения. Кроме того, действовало межгосударственное энергетическое объединение стран Восточной Европы (Венгрия, Польша, Словакия, Чехия, восточная часть Германии), энергосистемы которых функционировали ранее в объединенной энергосистеме «Мир» в рамках Совета экономической взаимопомощи (СЭВ) [23].

На момент принятия решения о начале интеграции в странах Евросоюза присутствовал широкий спектр моделей национальных рынков электроэнергии. Во Франции электроэнергетика была полностью централизована и находилась под контролем государства, в то время как в Германии структура отрасли представляла собой ряд региональных монополий, а в Великобритании уже было проведено реформирование электроэнергетической отрасли и внедрена полномасштабная конкуренция.

В целом процесс европейской межгосударственной интеграции электроэнергетических рынков представлял собой последовательную реализацию следующих этапов интеграции:

- 1) Либерализация национальных энергорынков в каждой из стран Евросоюза.
- 2) Развитие региональных межгосударственных рынков в отдельных частях Европы.
- 3) Обеспечение координации между региональными энергорынками.
- 4) Формирование единого общеевропейского рынка (рассматривается как долгосрочная стратегическая цель).

В 2009 г. Европейским парламентом и Советом министров Евросоюза был принят третий энергетический пакет, определяющий независимый статус

национального регулирующего органа, усиление его роли и полномочий, а также создание наднационального органа регулирования в энергетике – Европейского агентства по взаимодействию регуляторов энергетики (The European Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER), к полномочиям которого отнесены координация работы национальных регулирующих органов, разработка и контроль за исполнением нормативных документов Европейского Союза, определение границ торговых зон, регулярный мониторинг состояния рынка.

В рамках реализации третьего энергетического пакета создан также Совет европейских энергетических регуляторов (Council of European Energy Regulators, CEER), цель деятельности которого заключается в содействии созданию единого, конкурентоспособного, эффективного и устойчивого внутреннего рынка газа и электроэнергии в Европе. Также было учреждено Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (ENTSO-E), осуществляющее взаимодействие системных операторов общеевропейского и национального уровней, планирование и координацию функционирования параллельно работающих систем, координацию трансграничной торговли электроэнергией. К полномочиям ENTSO-E отнесены также вопросы долгосрочного планирования развития электрических сетей, разработки и контроля за соблюдением сетевых кодексов [24]. Указанная ассоциация также участвует в разработке правил эксплуатации электросетевой инфраструктуры (network codes).

После формирования нормативной правовой базы и создания единого общеевропейского координационного органа в сфере электроэнергетики начался процесс создания региональных рынков электроэнергии между соседними странами на базе существующих межгосударственных энергетических объединения (МГЭО), которые в последующем должны быть укрупнены до более крупных региональных рынков с созданием в перспективе общеевропейского рынка. К настоящему времени на территории Евросоюза созданы семь таких объединений:

- МГЭО страны Балтии (Латвия, Литва, Эстония);
- МГЭО Северной Европы (Швеция, Норвегия, Дания, Финляндия, северные территории Германии и Польши);
- МГЭО стран центральной (западной) Европы (Германия, Франция, Бельгия, Нидерланды, Люксембург);
- МГЭО Великобритании, Ирландии, севера Франции;

- МГЭО стран юго-западной Европы (Испания, Португалия, Южная часть Франции);
- МГЭО стран южной и центральной Европы (Австрия, Германия, Франция, Греция, Италия);
- МГЭО стран центральной и восточной Европы (Австрия, Чехия, Германия, Венгрия, Польша, Словакия, Словения).

В качестве механизма интеграции электроэнергетических рынков в странах Западной и Центральной Европы используется принцип ценового объединения рынков (market coupling). Данный принцип заключается в том, что в каждом из объединяемых рынков проводятся собственные торги на основе заявок поставщиков и покупателей с установлением равновесной цены. В случае различия рыночных цен на соединяемых рынках, операторами рассчитывается объем передачи электрической энергии между соответствующими рыночными зонами, необходимый для выравнивания цен между ними. Для этого в модель рынка добавляется в размере необходимой торговой мощности независимая от цены покупка (в зоне низких цен) и независимая от цены продажа (в зоне высоких цен). В результате между двумя рынками происходит выравнивание цен (снижение цены в зоне высоких цен, повышение цены в зоне низких цен). При этом установление единой системной цены на двух рынках возможно лишь при отсутствии сетевых ограничений (необходимая торговая мощность не превышает пропускную способность сети, связывающую энергосистемы соединяемых рынков). В случае отсутствия достаточной пропускной способности линий электропередачи достижение единой цены на соединяемых рынках становится невозможным. Цены между соединяемыми рынками будут различаться до тех пор, пока остаются узкие места в системах передачи.

Использование принципа соединения рынков предполагает наличие нескольких региональных рынков, на которых осуществляется спотовая торговля электрической энергией с установлением единой равновесной цены для всего рынка. При соединении рынков обычно используются неявные аукционы (на основе рынка на сутки вперед), в этом случае пропускная способность трансграничной сетевой инфраструктуры полностью используется для обеспечения перетоков в зоны с более высокой ценой. Альтернативный подход предполагает проведение явных аукционов, когда пропускная способность сетей реализуется на аукционах отдельно, не зависимо от торговли электроэнергией [25].

К настоящему времени в странах Европейского союза достигнут достаточно существенный прогресс в отношении интеграции национальных энергетических рынков и в разрешении связанных с интеграцией вопросов правового, организационного и технического характера. В частности, была гармонизирована регуляторная база на рынках электрической энергии, разработаны правила торговли (в т.ч. между соединяемыми рынками с различным дизайном рынков и степенью либерализации), гармонизированы правила и тарифы в отношении доступа к электрическим сетям и взаимной компенсации между сетевыми организациями, разработаны механизмы распределения ограниченной пропускной способности трансграничных линий электропередач [26].

В то же время, в ходе практической реализации планов по интеграции энергетических рынков стран Евросоюза, был выявлен целый ряд барьеров, наличие которых не позволило полностью реализовать планы по интеграции в первоначально намеченные сроки [26, 27]. К числу указанных барьеров относятся следующие:

- сложность создания рынка с единой структурой управления и правилами торговли в условиях значительных различий между объединяемыми рынками;
- рассмотрение государствами сетевой инфраструктуры исключительно как предмета национального ведения, недостаток экономических стимулов для развития трансграничных линий энергопередач;
- сложность интеграции балансирующих рынков, в т.ч. с учетом стохастического характера выработки электроэнергии энергоустановками на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), доля которых в структуре производства электрической энергии в странах Европейского союза резко возросла в течение последнего десятилетия;
- отсутствие общеевропейского распорядительного органа, обладающего достаточными полномочиями по осуществлению регулирования (национальные органы власти не могут достаточно эффективно решать проблемы, связанные с вопросами трансграничного взаимодействия);
- злоупотребление доминирующим положением на рынке отдельными участниками (в частности, создание препятствий для допуска конкурентов к важным участкам сетей, злоупотребление ценовой политикой, наличие перекрестного субсидирования).

Ключевой проблемой развития интеграции электроэнергетических рынков в Европе в настоящее время являются технические ограничения, связанные с

недостаточной пропускной способностью электрических сетей. Так, в 2017 г. межзональная пропускная способность в среднем составляла лишь 49 % от оптимальных целевых показателей [28].

В рамках функционирования электроэнергетических рынков на территории Евросоюза действует ряд бирж электрической энергии, осуществляющих торги по срочным контрактам на сутки вперед. К числу основных европейских бирж относятся Nord Pool (страны Северной Европы), EPEX (Германия, Франция, Австрия, Швейцария, Люксембург), Belpex (Бельгия), OMIE (Испания и Португалия), APX NL (Нидерланды), APX UK (Великобритания), GME (Италия). В последние годы в странах Евросоюза наблюдается тенденция укрупнения электроэнергетических бирж [16].

Общий рынок электрической энергии стран Центральной Америки

Общий рынок электрической энергии стран Центральной Америки создан шестью странами региона – Гватемалой, Гондурасом, Коста-Рикой, Никарагуа, Панамой и Сальвадором. Объединение рынков электрической энергии указанных стран включает два взаимосвязанных проекта:

- создание конкурентного межгосударственного общего (регионального) рынка электроэнергии стран Центральной Америки (MER, Mercado Eléctrico Regional), функционирующего на основе стандарта, устанавливающего правила торговли на региональном (наднациональном) уровне;

- разработка и реализация инвестиционного проекта по сооружению межгосударственной ЛЭП (230 кВ) от Гватемалы до Панама (протяженностью 1790 км с пропускной способностью 300 МВт), усиливающей трансграничные электрические связи между государствами (проект Sistema de Interconexion Electrica para los Paises de America Central, SIEPAC).

Основной целью интеграции электроэнергетических рынков Центральной Америки являлось преодоление дефицита электроэнергии в отдельных странах региона (Сальвадор, Гондурас) за счет использования избытка генерирующих мощностей в других странах региона (Гватемала, Панама). Также реализация проекта создания общего рынка способствовала повышению надежности энергоснабжения, оптимизация структуры резервных мощностей в странах объединения, развитию конкуренции и снижению цен (тарифов) на электроэнергию в регионе.

Общий (региональный) рынок электроэнергии стран Центральной Америки представляет собой седьмой рынок электрической энергии, функционирующий в дополнение к шести национальным рынкам электрической энергии данных стран, и предназначенный для осуществления межгосударственной торговли электрической энергией.

При этом национальные рынки электрической энергии в странах региона, продолжившие свое функционирование, существенно различаются между собой. Так, в ряде государств (Гватемала, Никарагуа, Панама, Сальвадор) было проведено реформирование электроэнергетического сектора, возросла роль частного сектора и функционируют различающиеся по конфигурации и механизмам торговли конкурентные оптовые рынки (со спотовой торговлей). В других государства (Коста-Рика, Гондурас) сохранена вертикальная интеграция, рынки электроэнергии функционируют на основе модели единого закупщика, частные владельцы генерации реализуют вырабатываемую электроэнергию на основе соглашений о покупке электроэнергии (Power Purchase Agreement). Во всех странах региона сохранена государственная собственность в сфере передачи электроэнергии.

Регулирование и управление общим рынком стран Центральной Америки осуществляют специально созданные комиссия по регулированию (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, CRIE) и рыночный оператор (EOR, Ente Operador Regional). Управление данными органами осуществляется на паритетной основе представителями каждого из 6 государств, участвующих в объединении, назначаемых на пятилетний период. При этом органы регулирования обладают наднациональным правовым статусом, делающим их независимыми от национальных правовых систем государств – участников объединения.

Состав полномочий наднационального регулятора (CRIE) включает:

- утверждение правил функционирования рынка (включая их согласование с национальными регулирующими органами);
- установление тарифов на услуги по передаче электроэнергии по региональной (трансграничной) электрической сети;
- утверждение проектов расширения региональной (трансграничной) электрической сети;
- развитие конкуренции и предотвращение злоупотребления участниками рынка доминирующим положением;

- контроль за соблюдение правил рынка его участниками, в том числе наложение штрафов за несоблюдение правил рынка.

- разрешение споров между участниками рынка.

Роль национальных регулирующих органов каждой из стран в части регулирования общего (регионального) рынка сводится к мониторингу и утверждению контрактов на межгосударственную торговлю электроэнергией.

К полномочиям рыночного оператора (EOR) относятся [18, 29]:

- разработка и представление на утверждение регулятора (CRIE) правил функционирования рынка и использование региональной (трансграничной) электрической сети;

- обеспечение качества и надежности энергоснабжения;

- проведение рыночных операций наилучшим образом;

- верификация технической возможности осуществления трансакций;

- урегулирование рыночных сделок между участниками;

- предоставление информации о состоянии рынка;

- участие в планировании развития передающей электрической сети.

Торговля электроэнергией на общем электроэнергетическом рынке стран Центральной Америки осуществляется уполномоченными участниками национальных электроэнергетических рынков, к числу которых относятся владельцы крупной генерации, энергоснабжающие организации и крупные потребители. Предметом торговли на общем рынке являются избытки электрической энергии, не нашедшие спроса на национальных рынках. Распределение свободной пропускной способности, а также ценообразование на услуги по передаче электроэнергии на рынке MER основано на подходе, применяемом в США на рынке PJM, где получила развитие система узловых цен с распределением финансовых прав на передачу. Размер платы за передачу электроэнергии по межгосударственной сети устанавливается CRIE и включает в себя три составляющие:

- компонент переменных затрат, покрываемый за счет разности узловых цен (отражающих краткосрочные предельные издержки) и выручки от проведения аукционов на право передачи;

- плату за передачу на основе фактических перетоков мощности (устанавливается в расчете на МВт).

– дополнительный сбор, взимаемый со всех участников рынка, покрывающий часть стоимости передачи, не покрытую другими составляющими платы.

Общий рынок электрической энергии США

Национальная энергосеть США представляет собой объединение 3 региональных энергосистем – Западной, Восточной и штата Техас, функционирующих независимо друг от друга и соединенных электрическими сетями ограниченной пропускной способностью. На территории США действуют два типа рынков:

- традиционные оптовые электроэнергетические рынки;
- рынки электроэнергии под управлением операторов, в ряде случаев являющихся региональными электросетевыми компаниями (RTO, regional transmission organizations).

Рынки электроэнергии традиционного типа сохраняются на юго-востоке, юго-западе и северо-западе страны, где вертикально-интегрированные компании оказывают весь комплекс услуг по энергоснабжению (производство, передача и распределение) конечным потребителям.

Рынки электроэнергии, управляемые RTO, обслуживают две трети всего населения страны. RTO осуществляют широкий перечень функции в пределах своих рынков. Во-первых, RTO являются рыночными операторами, оказывая услуги по диспетчеризации и финансовому обслуживанию сделок. Во-вторых, операторы RTO оказывают услуги по передаче электроэнергии с использованием расположенной на территории рынков электросетевой инфраструктуры, осуществляют ее техническое обслуживание и разрабатывают долгосрочные планы ее развития. При этом RTO не владеют электросетевыми или генерирующими активами. Помимо выполнения вышеуказанных функций, RTO оказывают также целый перечень других услуг, необходимых для эффективного и стабильного функционирования региональных рынков электроэнергии, включая распределение свободной пропускной способности региональных и межрегиональных линий электропередач (в том числе посредством проведения аукционов).

Рынки электроэнергии под управлением RTO включают в себя несколько секторов:

- рынок на сутки вперед (обслуживающий основной объем сделок – 95%);
- балансирующий рынок;
- рынок мощности;

- рынок системных услуг;
- рынок финансовых контрактов на передачу или контрактов хеджирования стоимости ограниченной пропускной способности (FTRs – financial transmission rights);
- рынок финансовых инструментов.

Регулирование поставок электроэнергии в разных точках региональных рынков с учетом возможностей по передаче осуществляется RTO с использованием механизма предельных узловых цен (LMP – location marginal pricing). RTO рассчитывает для каждого узла/точки поставки системы предельные узловые цены (LMP), отражающие предельную стоимость обслуживания нагрузки и включающие 3 составляющие:

- 1) цену поставки электроэнергии (energy charge);
- 2) дополнительные затраты, обусловленные необходимостью загрузки более дорогих производителей электроэнергии при наличии ограничений пропускной способности (congestion charge);
- 3) ставка, обеспечивающая компенсацию потерь электрической энергии в сети.

В случае, если пропускная способность линий электропередач энергосистемы недостаточна для передачи электроэнергии всех отобранных в ходе торгов производителей с минимальной стоимостью, возникает потребность в загрузке более дорогих генераторов. При такой ситуации цены данных дорогих генераторов определяют цены поставки электроэнергии (LMP) в определенной точке потребления.

Финансовые контракты (права) на передачу электроэнергии (FTRs – financial transmission rights) дают возможность участникам рынка застраховать свои поставки электроэнергии от дополнительных затрат, связанных с дефицитом пропускной способности. Указанные затраты обусловлены необходимостью загрузки более дорогих генераторов, если передача электроэнергии от относительно дешевых источников в полном объеме невозможна по причине дефицита пропускной способности.

Услуги по передаче электроэнергии оказываются потребителям операторами RTO в соответствии с едиными правилами тарифообразования - тарифом свободного доступа к электросетевой инфраструктуре.

В настоящее время на территории США функционируют 7 RTO [30]:

- PJM Interconnection (PJM);

- Midcontinent ISO (MISO);
- Electric Reliability Council of Texas (ERCOT);
- California ISO (CAISO);
- Southwest Power Pool (SPP);
- New York ISO (NYISO);
- New England ISO (ISO-NE).

Крупнейшими региональными рынками электрической энергии в США и Северной Америке в целом являются рынки PJM и MISO.

В 2003 г. было принято решение о необходимости координации деятельности рынков PJM и MISO с дальнейшей перспективой объединения указанных рынков в общий рынок электрической энергии JCM (Joint and Common electricity Market). Первоначально между PJM и MISO было заключено соглашение о координации и взаимном обмене данными с целью повышения надежности функционирования энергосистемы и эффективности функционирования рынков, предусматривающее создание в перспективе объединенного рынка, представляющего собой единое рыночное пространство на территории, где осуществляется деятельность PJM и MISO. Координация рынков включает совместное определение операторами маржинальных узловых цен в узких участках электрической сети и в приграничных узлах, координация диспетчеризации при трансграничных поставках, обеспечивается управление перегрузками.

Сравнительный анализ существующих моделей организации общих рынков электрической энергии за рубежом

Выполненный анализ международной практики позволил выделить две основные модели успешной организации общего рынка электроэнергии. *Первая модель* предусматривает создание наднационального рынка электроэнергии на базе отдельной торговой площадки с образованием обособленных инфраструктурных организаций (системного, сетевого и коммерческого операторов, организатора торгов) и регулятора, наделенного наднациональным статусом (CRIE). В рамках данной модели осуществляется торговля излишками электроэнергии, существующими на национальных рынках государств-участников общего рынка. Тарифы на услуги естественных монополий определяются по единым правилам, устанавливаемым регулятором рынка и обязательным для выполнения всеми участниками рынка. При этом на национальных рынках электроэнергии государств-участников общего рынка электроэнергии допускается различная организация торговых отношений, так же, как и совмещение конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности. По первой модели организован общий рынок

электроэнергии стран Центральной Америки (MER), что стало возможным в результате строительства отдельной технологической инфраструктуры рынка – высоковольтной линии электропередач, соединяющей все страны. Сооружение указанной линии электропередач осуществлялось параллельно с формированием общего рынка. При этом, как уже было отмечено выше, объединяемые национальные рынки стран Центральной Америки характеризуются различными формами организации и инструментами торговли. На рынках электрической энергии четырех из шести стран Центральной Америки (Гватемала, Никарагуа, Панама, Сальвадор) проведено разделение естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности, организована спотовая торговля электроэнергией, в остальных странах энергоснабжение потребителей продолжают осуществлять вертикально-интегрированные компании, а торговля электроэнергией осуществляется на основе двусторонних соглашений.

Вторая модель организации общего рынка предусматривает его создание на базе интеграции региональных рынков и реализуется в настоящее время на рынках электроэнергии Европы и США. В качестве отличительных особенностей данной модели интеграции могут быть выделены:

- торговля по существующим межгосударственным линиям электропередач, характеризующимся, как правило, ограниченной пропускной способностью;
- разделение естественно-монопольных и регулируемых видов деятельности на объединяемых национальных рынках электроэнергии;
- одинаковый торговый инструментарий на национальных рынках электроэнергии (рынки на сутки вперед и балансирующие рынки);
- управление и регулирование работы общих рынков на основе взаимодействия национальных/региональных органов;
- наличие информационной платформы для целей межрегиональной/межгосударственной торговли с открытым доступом.

В отличие от проекта формирования общего рынка электроэнергии в странах Латинской Америки, процессы образования общих рынков электроэнергии на территории США (рынки под управлением операторов MISO и PJM) и европейских стран не сопровождались реализацией крупных инфраструктурных проектов по строительству электросетевой инфраструктуры. Технологической основой данных общих рынков являются ранее построенные межрегиональные и межгосударственные линии электропередач. Ввиду того, что энергосистемы, как

стран Евросоюза, так и штатов США, создавались, главным образом, с целью обеспечения надежности национальных энергетических систем (что не предполагало осуществления крупных межгосударственных перетоков) первые этапы интеграции как общеевропейских, так и североамериканских рынков электроэнергии, характеризуются дефицитом пропускной способности.

Общие рынки электроэнергии как на территории США, так и на территории европейских стран, отличаются разделением естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности на объединяемых национальных рынках. В США услуги по передаче электроэнергии, наряду с услугами по системной диспетчеризации, организации торгов и по коммерческому администрированию сделок по покупке электроэнергии на образованных региональных рынках электроэнергии оказывают региональные операторы (RTO). На национальных рынках электроэнергии европейских стран услуги по передаче электроэнергии также оказывают сетевые операторы. Оба объединяемых региональных рынка электроэнергии США (MISO и PJM) характеризуются наличием биржевой торговли (рынков на сутки вперед и балансирующего), также как и каждый из объединяемых рынков европейских стран, где проводятся собственные торги на основе заявок поставщиков и покупателей с установлением равновесной цены. Взаимодействие региональных управляющих структур (сетевых и системных операторов) и регулирующих органов в Европе организовано путем создания:

- ассоциации сетевых и системных операторов (Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (ENTSO-E));
- агентства по взаимодействию регуляторов (ACER).

Следует отметить, что решения агентства ACER не имеют наднационального статуса. Это отличает систему регулирования общего рынка электроэнергии европейских стран от систем регулирования общего рынка стран Центральной Америки и общего рынка электроэнергии под управлением операторов MISO и PJM в США, где соответствующие полномочия принадлежат Федеральной комиссии по регулированию в энергетике (Federal energy regulatory commission, FERC).

Основные характеристики выделенных моделей организации общего рынка электроэнергии схематично представлены на рисунке 4.

Объединение региональных рынков

- *одинаковый товарный состав и механизмы торговли;*
- *разделение компаний по видам деятельности;*
- *одинаковые правила ценообразования;*
- *торговля с использованием существующих линий электропередач;*
- *управление и регулирование на основании организации взаимодействия национальных структур*

Примеры:

- рынок электроэнергии Евросоюза (7 МГЭО);
- рынок США (JCM), объединяющий 2 региональных рынка MISO и PJM

Создание наднационального рынка

- *интеграция рынков с различной коммерческой инфраструктурой на отдельной торговой площадке;*
- *торговля излишками;*
- *выделенная электросетевая инфраструктура;*
- *обособленные инфраструктурные организации и регулятор.*

Пример: рынок 6 стран Центральной Америки (MER, проект SI EPAC)

Примечание – Составлено авторами на основе [16, 30, 31]

Рисунок 4 – Существующие модели организации общих рынков электроэнергии за рубежом

3 Предложения и рекомендации по формированию общего электроэнергетического рынка в рамках Евразийского экономического союза

Анализ положений Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза)

Протокол об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза подписан в г. Астане 29.05.2019 г. (далее – Протокол) и вступает в силу после прохождения внутригосударственных процедур по ратификации. Протокол имеет статус международного договора и определяет правовые основы и принципы формирования, функционирования и развития общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, устанавливает сферы, которые будут урегулированы правилами функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС. Протоколом также определены органы и организации, осуществляющие управление и обеспечивающие функционирование общего электроэнергетического рынка, участники и инфраструктурные организации общего рынка, способы осуществления торговли электрической энергии между субъектами национальных энергетических рынков государств-членов ЕАЭС.

На основе Протокола должен быть разработан и утвержден комплекс нормативных документов, детально регламентирующих функционирование общего рынка, включая правила взаимной торговли на общем рынке, правила доступа к межгосударственной передаче электрической энергии, правила определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений. Полномочиями утверждать правовые акты, предусмотренные Протоколом, наделены Высший Евразийский экономический совет, Евразийский межправительственный совет и Совет Евразийской экономической комиссии.

Протоколом установлена обязанность государств (в пределах технической возможности) обеспечивать беспрепятственный доступ к межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) по межгосударственным линиям электропередачи с учетом обеспечения внутренних потребностей государств-членов ЕАЭС на основании договоров между организациями, уполномоченными на осуществление межгосударственной передачи электроэнергии и потребителями

услуги. При этом должны быть утверждены правила, регламентирующие порядок определения и распределения пропускной способности межгосударственных линий электропередачи, доступной для осуществления взаимной торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке и межгосударственной передачи электрической энергии (мощности).

Установлено требование по формированию реестра субъектов общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, к числу которых относятся участники и инфраструктурные организации оптового рынка.

Протоколом (пп. 18, 19) установлено, что до вступления в силу международного договора о функционировании общего рынка газа функционирование общего электроэнергетического рынка будет осуществляться с ограниченным субъектным составом. На данном этапе функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС каждым государством – участником Союза в соответствии со своим законодательством будет определяться перечень субъектов, представляющих соответствующее государство, и наделенных полномочиями на участие в общем электроэнергетическом рынке.

После вступления в силу международного договора о функционировании общего рынка газа право на участие в общем электроэнергетическом рынке на добровольной основе будет предоставлено всем субъектам внутренних (национальных) электроэнергетических рынков стран ЕАЭС. Согласно Решению Высшего Евразийского Совета № 18 от 6 декабря 2018 г. «О формировании общего рынка газа Евразийского экономического союза», международный договор о формировании общего рынка газа ЕАЭС должен вступить в силу не позднее 1 января 2025 г. Таким образом, функционирование общего рынка электрической энергии до соответствующей даты будет происходить с ограниченным количеством субъектов рынка, определяемых каждым из государств.

Протоколом устанавливается запрет на совмещение естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности на общем рынке электрической энергии. Однако, в отношении данного запрета предусмотрен ряд исключений, а именно: 1) торговля электроэнергией на балансирующем рынке (урегулирование почасовых отклонений фактических сальдо-перетоков электрической энергии от плановых значений), 2) покупка электрической энергии системными и сетевыми операторами в целях компенсации потерь в электрических сетях, 3) торговля

электроэнергией юридическими лицами, осуществляющими продажу или производство электрической энергии, если на момент вступления в силу протокола данный вид деятельности в соответствующем государстве законодательно относился к сферам естественных монополий. Таким образом, Протокол фактически допускает возможность начала функционирования общего электроэнергетического рынка до завершения во всех странах Союза процесса разделения естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности.

Определено, что в состав инфраструктурных организаций общего электроэнергетического рынка ЕАЭС входят системные операторы, сетевые операторы, операторы централизованной торговли и иные организации, оказывающие услуги субъектам общего электроэнергетического рынка при взаимной торговле электроэнергией. При этом функции нескольких инфраструктурных организаций в государствах могут совещаться в соответствии с национальным законодательством.

Предусмотрено, что регулирование и контроль деятельности субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики и иных организаций при осуществлении межгосударственной передачи электрической энергии (мощности), а также при оказании ими услуг субъектам внутреннего рынка, осуществляющим покупку (продажу) электрической энергии на общем электроэнергетическом рынке, осуществляется на основе законодательной базы государства, в юрисдикции которого находится соответствующий субъект (организация). Создания каких-либо наднациональных регулирующих органов документом не предусматривается. Уровень цен (тарифов) на услуги субъектов естественных монополий на общем рынке не должен превышать уровень аналогичных цен (тарифов) на внутреннем рынке.

Установлено, что ценообразование на услуги по межгосударственной передаче электроэнергии (мощности) должно обеспечивать компенсацию затрат, обусловленных межгосударственной передачей электроэнергии на внутреннем рынке. Цены (тарифы) на осуществление межгосударственной передачи должны определяться заблаговременно до начала очередного календарного месяца (расчетного периода). Указанные цены (тарифы) могут определяться на основе прогнозных значений параметров, учитываемых при определении цены, разница

между прогнозными и фактическими значениями параметров учитывается при определении цены (тарифа) в последующем расчетном периоде.

Развитие межгосударственных электрических сетей в соответствии с положением о развитии межгосударственных электрических сетей осуществляется каждым государством на своей территории в соответствии с собственным законодательством и положением о развитии электрических сетей, установленных Советом Евразийской экономической комиссии.

Следует отметить, что Протоколом четко не определены сроки начала функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, а также сроки принятия дополнительных актов (правил), предусмотренных Протоколом. Установлено, что сроки принятия данных актов и этапы развития общего электроэнергетического рынка определяются Евразийским экономическим советом.

По результатам проведенного анализа авторы отмечают, что принятые к настоящему времени межгосударственные документы в отношении формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС являются в значительной степени рамочными. Правила и регламенты проведения торговли на общем электроэнергетическом рынке, правила доступа к межгосударственной передаче и распределения пропускной способности электрических сетей, порядок и процедуры предоставления и обмена информацией между субъектами рынка и государственным органами при функционировании общего электроэнергетического рынка, сроки и этапы запуска торговли на рынке планируется определить в межгосударственных актах, которые будут приняты в последующем на основании подписанного договора.

Несмотря на наличие целого ряда принятых нормативно-правовых и программных документов, остается нерешенным целый ряд проблем, связанных с организацией работы общего рынка электроэнергии ЕАЭС, к числу которых относятся:

- отсутствие четкого алгоритма реализации транснациональных сделок;
- недостаточная разработанность коммерческой инфраструктуры рынка (отсутствие финансовой модели взаимодействия контрагентов, правил осуществления торговли);
- недостаточная разработанность юридической инфраструктуры рынка (отсутствие институтов, механизмов контроля и ответных мер при нарушении

регламентов работы рынка, а также механизмов разрешения споров между участниками);

- ограниченность применения рыночных механизмов в работе общего рынка ввиду сложности и долговременности процесса многостороннего согласования сделок;

- отсутствие механизмов регулирования деятельности по предоставлению различных услуг на электроэнергетическом рынке (помимо торговли электроэнергией, работа общего рынка предполагает предоставление целого ряда системных и вспомогательных услуг, четкий регламент и правила оказания которых отсутствуют);

- трудоемкость процедур регулирования сделок на общем рынке электроэнергии ввиду многостороннего характера данных сделок.

Таким образом, в настоящее время актуальной задачей по формированию общего электроэнергетического рынка ЕАЭС является подготовка и последующее утверждение органами Союза пакета документов, конкретизирующих положения, закрепленные Протоколом, подписанным главами государств, и регламентирующие особенности функционирования общего электроэнергетического рынка. В связи с этим, авторами далее представлены предложения и рекомендации, которые могут быть имплементированы при подготовке документов, регламентирующих механизмы торговли и особенности взаимоотношений между участниками общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Сравнительный анализ модели общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, предусмотренной программными документами, и существующих моделей организации общих рынков электроэнергии за рубежом

Концептуальная модель общего рынка электроэнергии стран Евразийского союза, предусмотренная программными документами, характеризуется заметными отличиями от действующих моделей организации общих рынков электроэнергии за рубежом.

В частности, от *первой модели* организации общего рынка электроэнергии, предусматривающей создание наднационального рынка электроэнергии (общий рынок стран Центральной Америки), общий электроэнергетический рынок (далее – ОЭР) ЕАЭС отличается отсутствием выделенной сетевой инфраструктуры и обособленных структур управления и регулирования, обладающих

наднациональным статусом (наднационального сетевого, рыночного и системного операторов). Сходство *первой модели* организации общего рынка электроэнергии и модели организации ОЭР ЕАЭС, предусмотренной программными документами, определяется тем, что и та и другая модель, предполагают интеграцию электроэнергетических рынков различной архитектуры. Данная особенность, в то же время, отличает ОЭР ЕАЭС от *второй модели* объединения, по которой осуществляется интеграция электроэнергетических рынков Евросоюза и двух региональных рынков США (MISO и PJM). Объединяемые по данной модели рынки характеризуются разделением естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности. На рынках электроэнергии Евросоюза услуги по передаче электроэнергии и системной диспетчеризации оказывают отдельные компании. На объединяемых региональных рынках электроэнергии MISO и PJM весь комплекс услуг по транспортировке, системной и коммерческой диспетчеризации и организации торгов оказывают управляющие данными рынками региональные операторы (RTO)

Сходство ОЭР ЕАЭС и второй модели организации общего рынка определяется следующими особенностями:

- торговлей по межгосударственным сечениям;
- управлением и регулированием общего рынка на основе взаимодействия национальных операторов и регуляторов.

Торговля электроэнергией на объединяемых рынках Европы и США осуществляется по существующим межгосударственным (межрегиональным) сечениям, которые представляют собой технологическую инфраструктуру данных рынков. Как отмечено выше, в Евросоюзе одна только Франция характеризуется наличием 60 межгосударственных электрических соединений, 48 из которых используется для экспорта и импорта электроэнергии.

В ОЭР ЕАЭС межгосударственную торговлю планируется организовать также по существующим межгосударственным сечениям, включая:

- 4 межгосударственные линии между Россией и Белоруссией;
- 25 межгосударственных линий электропередач между Россией и Казахстаном;
- 9 межгосударственных линий электропередач между Казахстаном и Киргизией.

Конфигурация общих рынков европейских государств и США (MISO и PJM) не предусматривает создания каких-либо обособленных наднациональных операторов, осуществляющих централизованное управление передачей электроэнергии и системной диспетчеризацией. Вместе с тем совместная работа национальных рынков электроэнергии в составе общего рынка требует координации работы национальных операторов и регуляторов, а также разработки единых правил ценообразования и предоставления доступа к сетевой инфраструктуре. С этой целью на общем европейском рынке электроэнергии европейских стран были образованы специальные организации, осуществляющие координацию совместной работы национальных управляющих и регулирующих структур электроэнергетических рынков. В частности, были созданы отдельные сообщества сетевых операторов (ENTSO-E) и регуляторов (ACER).

Аналогично, на основе координации взаимодействия национальных управляющих и регулирующих структур, планируется управлять и регулировать работу технологической и коммерческой инфраструктуры общего рынка электроэнергии ЕАЭС. В частности, Концепцией формирования ОЭР ЕАЭС (раздел 8) установлено, что управление и функционирование общего рынка электроэнергии обеспечивают:

- регулирующие органы государств-членов ЕАЭС;
- инфраструктурные организации ОЭР Союза, к числу которых относятся

инфраструктурные организации национальных электроэнергетических рынков государств-членов, оказывающие услуги по организации централизованных торгов, финансовому сопровождению сделок, оперативно-диспетчерскому управлению и передаче электрической энергии.

Предложения и рекомендации в отношении целевой модели создания общего рынка

1) По результатам проведенных исследований могут быть предложены две модели организации общего рынка электроэнергии государств-членов ЕАЭС.

Первая модель предусматривает централизацию функций управления и регулирования работы общего рынка электроэнергии в рамках обособленных наднациональных структур. Электросетевые активы, участвующие в межгосударственной передаче электроэнергии в рамках общего рынка электроэнергии ЕАЭС, предлагается передать в оперативное управление межгосударственной электросетевой компании (далее - МГЭСК). За создаваемой

межгосударственной электросетевой компанией планируется закрепить исполнение следующих функций:

- техническое обслуживание межгосударственных линий электропередач;
- оказание услуг по передаче электроэнергии;
- оказание услуг по системной диспетчеризации ОЭР ЕАЭС;
- оказание услуг по коммерческому обслуживанию сделок;
- оказание услуг по организации торгов на ОЭР ЕАЭС;
- координацию развития межгосударственных линий электропередач,

образующих технологическую инфраструктуру общего рынка электроэнергии.

Таким образом, в рамках деятельности МГЭСК предлагается совмещение функций сетевого, системного и коммерческого операторов, а также организатора торгов ОЭР ЕАЭС. Указанная модель соответствует концепции наднационального общего рынка электроэнергии и основана на моделях, реализованных на общих рынках электроэнергии стран Центральной Америки (рынок MER) и США (рынки под управлением RTO).

Но, учитывая тот факт, что межгосударственную электросетевую инфраструктуру ОЭР ЕАЭС представляют собой отдельные участки сети, находящиеся в совместной собственности соседних государств ЕАЭС (межгосударственные сечения), реализация данной модели потребует:

- определения юрисдикции межгосударственной электросетевой компании МГЭСК;
- определения налогового режима МГЭСК;
- разработки порядка определения доходов собственников межгосударственных линий электропередач, выплачиваемых МГЭСК за использование данной инфраструктуры;
- разработки методики расчета тарифов МГЭСК за услуги по транспортировке электроэнергии по межгосударственной сети, организации торгов и коммерческому сопровождению сделок.

К тому же субъекты общего рынка электроэнергии ЕАЭС при организации торговли по данной модели будут вынуждены оплачивать две ставки за услуги естественно-монопольного характера (по передаче электроэнергии и коммерческому сопровождению):

- тарифную ставку за услуги МГЭСК, оказываемые на общем рынке электроэнергии ЕАЭС;
- тарифную ставку за услуги, оказываемые национальными компаниями на внутренних электроэнергетических рынках.

Указанная практика ценообразования на услуги естественных монополий может привести к росту стоимости электроэнергии, реализуемой на общем рынке электроэнергии ЕАЭС, и к ее неконкурентоспособности.

Вместе с тем данная модель позволяет реализовать единый подход к ценообразованию на услуги по межгосударственной передаче электроэнергии (далее - МГП) в рамках ОЭР ЕАЭС, обеспечить хорошую координацию деятельности по организации торгов и коммерческому обслуживанию сделок на общем рынке электроэнергии и стабильное развитие межгосударственных линий электропередач.

Управление МГЭСК может быть организовано на коллегиальной основе путем формирования правления из числа представителей государств-владельцев межгосударственных линий электропередач. По мнению авторов исследования, плата за МГП электроэнергии с использованием межгосударственной электросетевой инфраструктуры, переданной в управление МГСК, должна включать в себя следующие составляющие:

- плата за содержание электрических сетей, переданных в управление МГЭСК – $\Pi_{\text{сети}}$;
- плата за инфраструктурные услуги, оказываемые МГЭСК на ОЭР ЕАЭС – $\Pi_{\text{инф}}$;
- плата за доступ к межгосударственной электросетевой инфраструктуре $\Pi_{\text{дс}}$, взимаемая при наличии дефицита пропускной способности.

С учетом сформированных предложений архитектура ОЭР ЕАЭС по 1 модели организации будет выглядеть следующим образом (рис.3.1).

Вторая модель предусматривает оказание всего комплекса естественно-монопольных услуг на общем рынке электроэнергии (по передаче электроэнергии, организации торгов и коммерческому сопровождению сделок) национальными электроэнергетическими компаниями. Реализация данной модели осложняется различной организацией рынков электроэнергии в государствах ЕАЭС, совмещением национальными электроэнергетическими компаниями в ряде государств естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности (Киргизия, Белоруссия), отсутствием организаций, оказывающих услуги по организации торгов в Армении, Белоруссии и Киргизии. Данные особенности обуславливают необходимость:

- формирования специальных ассоциаций, координирующих взаимодействие национальных структур, оказывающих естественно-монопольные услуги и осуществляющих регулирование на общем рынке электроэнергии;

- разработки системы контроля за обоснованностью определения тарифов на услуги естественных монополий на национальных рынках (включая систему мониторинга);
- разработки системы планирования развития межгосударственных линий электропередач;
- разработки моделей взаимодействия национальных компаний при организации торговли электроэнергией на общем рынке (включая определение национальных организаторов торговли в тех государствах, где она в настоящее время отсутствует).

2) Субъектный состав участников общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Протокол об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза и другие акты, принятые в рамках Евразийского союза, предусматривают поэтапный процесс формирования общего рынка электрической энергии ЕАЭС. В рамках первого этапа (до формирования общего рынка газа в рамках ЕАЭС) общий рынок электрической энергии будет функционировать в усеченном субъектном составе, при этом государствами – членами ЕАЭС будут определяться уполномоченные от соответствующего государства участники рынка. При этом каких-либо ограничений в отношении участников рынка от каждой страны принятыми на данный момент межгосударственными правовыми актами не предусматривается. В Российской Федерации в настоящее время единственным оператором экспорта-импорта электрической энергии является ПАО «Интер РАО ЕЭС» и можно предположить, что указанная компания будет назначена участником общего электроэнергетического рынка ЕАЭС от Российской Федерации. В то же время, по мнению авторов, для эффективной отработки механизмов проведения торгов на общем электроэнергетическом рынке на первоначальном этапе его функционирования целесообразно назначение от каждой страны не единственной уполномоченной организации, а по несколько уполномоченных участников рынка от каждой из стран – членов ЕАЭС (по крайней мере тех стран, в которых осуществлены вертикальное разделение электроэнергетической отрасли и либерализация электроэнергетических рынков). Указанные назначенные участники общего электроэнергетического рынка, помимо операторов экспорта-импорта, могут представлять различные категории участников внутренних электроэнергетических рынков (генерирующие компании, сбытовые компании, крупные потребители). По

завершению первоначального этапа функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС (с началом функционирования в рамках Союза общего рынка газа), все ограничения в отношении доступа на общий электроэнергетический рынок должны быть сняты, а возможность участия на общем электроэнергетическом рынке должна быть предоставлена каждому из участников внутренних (национальных) электроэнергетических рынков ЕАЭС.

3) Определение состава организаций – операторов торговли общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Протоколом предусмотрено, что услуги по организации электронной торговли на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС будут предоставляться оператором (операторами) централизованной торговли, которые будут определены Советом Евразийской экономической комиссии. Таким образом, количество и состав операторов централизованной торговли на данный момент не определены. По мнению авторов, с учетом того, что на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС торговля электрической энергией будет осуществляться различными способами, целесообразно, чтобы организация торговли осуществлялась несколькими операторами, каждый из которых будет ответственен за организацию торговли различными способами. В частности, такими операторами могут стать организации, имеющие длительный опыт организации национальных оптовых рынков электрической энергии (мощности) в Российской Федерации и в Республике Казахстан - акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (АО «АТС») и «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» (АО «КОРЭМ»). В рамках указанных организаций могут быть созданы подразделения по организации торговли электроэнергией на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС. Кроме того, в качестве потенциальных организаторов торговли в различных сегментах общего электроэнергетического рынка ЕАЭС могут быть рассмотрены крупные товарные биржи и иные организации, имеющие или способные создать необходимую рыночную инфраструктуру для организации торговли электрической энергией на отдельных торговых площадках формируемого общего электроэнергетического рынка ЕАЭС. Таким образом, торговые площадки общего электроэнергетического рынка ЕАЭС могут быть размещены одновременно на территории нескольких государств Союза.

4) Особенности тарифного регулирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Авторы считают необходимым отметить, что Протоколом не предусмотрено создание каких-либо наднациональных органов по управлению и регулированию электроэнергетического рынка. Предполагается, что регулирование, в т.ч. ценовое регулирование инфраструктурных организаций оптового рынка (к числу которых относятся системные операторы, сетевые операторы, операторы централизованной торговли) будет осуществляться национальными регулирующими органами, в юрисдикции которых находятся соответствующие субъекты (участники) рынка. Такая система регулирования, по мнению авторов, потенциально может привести к конфликтным и спорным ситуациям. В частности, при возникновении у участников рынка, представляющих государства ЕАЭС вне юрисдикции которых находятся соответствующие инфраструктурные организации, сомнений в отношении экономической обоснованности утвержденного органами тарифного регулирования уровня цен (тарифов) на услуги данных инфраструктурных организаций общего электроэнергетического рынка.

Участие национальных органов в объединении крупных электроэнергетических рынков является причиной трех основных методологических проблем, а именно:

- проблемы согласования целей, обусловленной различием функций участников объединения (производители и потребители электроэнергии, сетевые компании и инфраструктурные организации, регулирующие органы);
- проблемы организационного многообразия, возникающей при различных структурах национальных электроэнергетических рынков и составе участников;
- проблема единой цены.

В связи с этим представляется целесообразным формирование в целях осуществления регулирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС наднационального коллегиального регулирующего органа, в состав которого могли бы быть включены представители всех государств-членов ЕАЭС на паритетной основе на определенный срок. Примером аналогичного наднационального регулирующего органа является регулятор CRIE, действующий на общем рынке электроэнергии стран Центральной Америки. Создаваемый регулятор должен быть наделен наднациональным правовым статусом, что обеспечит его независимость от национальных правовых систем государств-участников ЕАЭС. К полномочиям

наднационального регулятора ОЭР ЕАЭС в таком случае может быть отнесено методическое обеспечение (утверждение правил работы рынка) и тарифное регулирование (установление платы за передачу по МГС), а также разрешение спорных ситуаций.

В целях обеспечения недискриминационного доступа участников общего рынка электроэнергии к сети необходимо разработка наднациональных правил работы общего рынка электроэнергии и основ ценообразования на услуги естественных монополий. Разрабатываемые наднациональные основы ценообразования на услуги естественных монополий, оказываемые на общем рынке электроэнергии, должны предусматривать установление тарифов на соответствующие услуги на уровне, не превышающем средние действующие тарифы на национальных рынках государств-участников.

5) Корректировка моделей внутренних (национальных) электроэнергетических рынков в связи с началом функционирования общих электроэнергетических рынков

Несмотря на то, что после начала функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС внутренние (национальные) рынки электрической энергии (мощности) в государствах – участниках Союза продолжают свое функционирование в штатном режиме, отдельные механизмы функционирования внутренних (национальных) электроэнергетических рынков должны быть при необходимости скорректированы, что позволит обеспечить эффективное функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

В частности, это касается корректировки механизмов функционирования рынка мощности, функционирующего в Российской Федерации. Предполагается, что в качестве товара на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС будет выступать электрическая энергия. Отдельная торговля электрической мощностью в рамках создаваемого рынка осуществляться не будет. Однако, с учетом наличия в Российской Федерации отдельного рынка мощности (оплата мощности осуществляется потребителями в рамках ДПМ), требует решения вопрос, будет ли в структуру цен на электроэнергию, поставляемую на экспорт рамках общего рынка, стоимость мощности либо вся нагрузка по оплате мощности будет по-прежнему возложена на внутренних потребителей российского оптового рынка. Включение в цену на электроэнергию стоимости мощности приведет к некоторому снижению

конкурентоспособности российской генерации на общем электроэнергетическом рынке. Однако сохранение за российскими потребителями обязанности по полной оплате мощности даже в том случае, если электрическая энергия и связанная с ней мощность фактически поставляется на экспорт, приведет к возложению на внутренних потребителей избыточной необоснованной ценовой нагрузки, а также к неравным условиям конкуренции между генерацией различных государств. В связи с этим, по мнению авторов, более целесообразным является вариант исключения из стоимости мощности, оплачиваемой российскими потребителями, доли стоимости мощности, связанной с поставками электроэнергии на экспорт при включении соответствующей составляющей (связанной со стоимостью мощности) в стоимость электроэнергии, поставляемой на экспорт в рамках общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, несмотря на то, что единственным товаром на данном рынке будет являться электрическая энергия.

6) Особенности антимонопольного регулирования общего электроэнергетического рынка

По мнению авторов, необходима детальная проработка вопросов, связанных с антимонопольным регулированием на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС. В настоящее время вопросы антимонопольного регулирования не получили подробного отражения в программных документах общего электроэнергетического рынка. Протоколом определено, что антимонопольное регулирование общего электроэнергетического рынка ЕАЭС осуществляется в соответствии с законодательством государств-членов Союза. При этом государственные органы государства-члена, уполномоченные в соответствии с законодательством данного государства-члена на осуществление регулирования и (или) контроля в сфере электроэнергетики, осуществляют контроль за соблюдением субъектами общего электроэнергетического рынка, зарегистрированными на территории государства-члена, конкурентного (антимонопольного) законодательства соответствующего государства. Однако, по мнению авторов, при функционировании общего электроэнергетического рынка ЕАЭС осуществление антимонопольного регулирования, исходя из исключительного национального законодательства, представляется недостаточным. Различие норм национального антимонопольного законодательства, а также несопоставимость рыночной силы отдельных участников рынков в условиях сохранения в ряде стран – членов ЕАЭС вертикальной

интеграции в электроэнергетической отрасли, присутствие на рынке крупных государственных предприятий создают угрозу неравного отношения к отдельным участникам рынка с точки зрения контроля за соблюдением антимонопольных ограничений, предупреждения злоупотребления доминирующим положением и манипулированием рынками, а также иных действий, направленных на ограничение или устранение конкуренции на общем рынке электрической энергии. Существует также риск того, что национальные антимонопольные органы не будут достаточно жестко пресекать антиконкурентные действия находящихся под их контролем участников общего электроэнергетического рынка в тех случаях, когда указанные действия будут приводить к негативным последствиям для участников общего электроэнергетического рынка из других государств (не влияя непосредственно на участников рынка данного государства). В этом случае не будет в полной мере реализована основная цель создания общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, заключающаяся в достижении системной эффективности функционирования электроэнергетического комплекса стран Союза за счет расширения добросовестной конкуренции между участниками рынков электроэнергии на всем пространстве Евразийского экономического союза.

В связи с этим представляется необходимым выработка и утверждение единых для всех участников рынка (независимо от их государственной принадлежности) норм антимонопольного регулирования и принципов конкуренции на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС (включая перечень запрещенных действий, направленных на ограничение или устранение конкуренции), систему мер ответственности за несоблюдение участниками рынка антимонопольных требований в рамках их деятельности по купле-продаже электрической энергии или оказания инфраструктурных услуг на общем электроэнергетическом рынке. Также, при условии принятия решения о создании наднационального регулирующего рынка, в числе его функций целесообразно предусмотреть ведение контроля за соблюдением участниками рынка антимонопольного законодательства и применение соответствующих санкций к его участникам в случае выявления в действиях участников нарушения установленных норм.

7) Выбор расчетной валюты общего электроэнергетического рынка ЕАЭС

Одним из важных вопросов для формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС является выбор валюты, в которой будет осуществляться формирование

требований и обязательств при заключении рыночных сделок и проводится расчету между участниками общего электроэнергетического рынка. В настоящее время каждая из стран ЕАЭС имеют свою национальную валюту – российский рубль (Российская Федерация), белорусский рубль (Республика Беларусь), казахстанский тенге (Республика Казахстан), Армянский драм (Республика Армения), Киргизский сом (Киргизская Республика).

Несмотря на то, что вопрос о создании единой валюты в рамках Евразийского экономического союза периодически обсуждается, Договор о Евразийском экономическом союзе не содержит положений о введении в странах Союза единой валюты, ограничиваясь положением о создании условий для проведения интеграционных процессов в валютной сфере, координации и согласования валютной политики. Протоколом о мерах, направленных на проведение согласованной валютной политики (Приложение №15 к Договору о Евразийском экономическом союзе), в качестве мер, принимаемых для проведения согласованной валютной политики, указываются, в частности:

- координация политики обменного курса национальных валют для обеспечения расширения использования национальных валют государств-членов во взаимных расчетах резидентов государств-членов;
- обеспечение проведения взаимных расчетов между резидентами государств-членов в национальных валютах государств-членов;
- совершенствование механизма платежно-расчетных отношений между государствами-членами на базе расширения использования национальных валют во взаимных расчетах между резидентами государств-членов.

В настоящее время при расчетах между резидентами стран – участников ЕАЭС используются как национальные валюты стран, так и резервные валюты (доллар США и евро). Согласно исследованию евразийского банка развития [34], по данным за 2016 г. в торговом обороте между странами Евразийского экономического союза более 75 % занимают расчеты в национальных валютах (в т.ч. 74,1 % - в российский рублях, 0,7 % - в казахстанских тенге, 0,4 % - в белорусских рублях, 0,1 % - армянских драмах). Также осуществляются расчеты в долларах США (19,3 %) и евро (5,2 %). При этом отмечается тенденция к усилению роли в расчетах российского рубля, происходящая, в первую очередь, за счет снижения доли расчетов в долларах США.

С учетом имеющихся тенденций по усилению роли национальных валют стран ЕАЭС во взаиморасчетах между контрагентами из стран Евразийского экономического союза и положений Договора о Евразийском экономическом союзе, предусматривающих расширение использования национальных валют во взаимных расчетах между резидентами государств-членов союза, осуществление торговли и проведение расчетов между участниками общего электроэнергетического рынка ЕАЭС должны, по мнению авторов, базироваться на использовании национальных валют стран – участников, а использование резервных валют для проведения расчетов на данном рынке недопустимо. В то же время использование в качестве расчетной валюты оптового рынка лишь российского рубля, несмотря на преобладание в общем объеме торгов сделок с участием контрагентов, являющихся резидентами Российской Федерации, представляется нецелесообразным, поскольку нарушит баланс интересов государств – членов Евразийского экономического союза.

В связи с вышеизложенным, по мнению авторов, в качестве расчетной валюты при проведении торгов на общем электроэнергетическом рынке может быть определена валюта того государства, где расположена соответствующая торговая площадка, на которой осуществляется проведение торгов. Таким образом, если на общем электроэнергетическом рынке будет действовать ряд торговых площадок, расположенных в двух или большем числе государств – членов ЕАЭС, на рынке будет одновременно использоваться несколько расчетных валют (соответствующих национальной валюте того государства, где расположена соответствующая торговая площадка), что обеспечит баланс интересов государств - членов Союза. При этом, заявки участников на куплю/продажу электрической энергии на общем электроэнергетическом рынке могут подаваться в валюте того государства, резидентами которого они являются (что обеспечит им удобство параллельного осуществления торгов на внутреннем рынке электрической энергии (мощности) своего государства и общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС), с последующим приведением к расчетной валюте соответствующей торговой площадки в соответствии с действующими курсами национальных валют на дату проведения торгов. Аналогично, стоимость услуг инфраструктурных организаций общего электроэнергетического рынка (в т.ч. услуг по межгосударственной передаче электрической энергии, оказываемых сетевыми организациями) должна определяться в валюте того государства, резидентом которого является

соответствующая инфраструктурная организация с последующим приведением к расчетной валюте. Стоимость услуг операторов централизованной торговли должна определяться в валюте государства, резидентом которой будет являться соответствующий оператор, данная валюта (в случае реализации предлагаемой модели проведения расчетов), будет соответствовать расчетной валюте.

8) В целях предотвращения появления дефицита пропускной способности на межгосударственных сечениях и аккумуляирования средств для финансирования перспективного развития межгосударственной электросетевой инфраструктуры необходимо разработать аукционный порядок распределения прав на доступ к межгосударственной электросетевой инфраструктуре общего рынка электроэнергии. Данный порядок должен предусматривать, что при отсутствии дефицита пропускной способности межгосударственной электросетевой инфраструктуры плата за доступ будет принимать нулевое значение, при наличии – определяться по разнице между наименьшей ценой поставки электроэнергии от производителя, которая может быть переданы покупателю с учетом существующей пропускной способности, и ценой покупки электроэнергии на ОЭР ЕАЭС.

9) Для стабильного функционирования общего рынка электроэнергии необходима разработка информационной платформы, обеспечивающей свободный доступ участников рынка к следующей информации:

- ценам на электроэнергию в точках поставки (на рынке на сутки вперед и на балансирующем рынке);
- тарифам на услуги по передаче электроэнергии на национальных и на общем рынках электроэнергии;
- тарифам на инфраструктурные услуги на национальных и на общем рынках электроэнергии;
- объемам поставки электроэнергии в различных точках поставки общего рынка электроэнергии (узлах);
- объемам свободной пропускной способности по межгосударственным сечениям, участвующим в межгосударственной передаче электроэнергии на общем рынке.

Также должен быть разработан регламент предоставления информации всеми участниками рынка и регулирующими органами.

Заключение

Развитие межгосударственных интеграционных процессов является важнейшей тенденцией на энергетических рынках в различных регионах мира в течение последнего десятилетия. Договором о ЕАЭС предусмотрено формирование общего рынка электроэнергии государств-членов союза (России, Белоруссии, Казахстана, Киргизии и Армении). Анализ технологической и коммерческой инфраструктуры электроэнергетических рынков государств-членов ЕАЭС свидетельствует о наличии целого ряда проблем формирования общего рынка электроэнергии на постсоветском пространстве, к числу которых относятся:

- совмещение конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности на отдельных национальных электроэнергетических рынках (Белоруссия, Киргизия, Армения);
- различная организация национальных рынков электроэнергии, включая субъектный состав, используемые механизмы торговли, порядок государственного регулирования в электроэнергетике;
- отсутствие обособленной электросетевой инфраструктуры общего рынка;
- большие расстояния между государствами - участниками ЕАЭС и эксклавность Армении по отношению к другим государствам ЕАЭС.

Анализ мировой практики международной интеграции рынков электрической энергии показывает, что развитие межгосударственных интеграционных процессов является важнейшей тенденцией на энергетических рынках в различных регионах мира в течение последнего десятилетия. В сфере электроэнергетики имеется целый ряд успешных проектов интеграционного взаимодействия и создания общих рынков, опыт реализации которых должен быть учтен при разработке подходов к построению общего рынка электрической энергии стран ЕАЭС. В частности, для определения стратегических перспективных направлений развития общего электроэнергетики стран ЕАЭС интерес представляет опыт формирования наиболее развитого межгосударственного рынка электрической энергии – рынка электрической энергии Европейского союза. Для разработки предложений по формированию оптимальной модели общего рынка электрической энергии ЕАЭС на первоначальном этапе интересен опыт создания общего рынка электрической энергии стран Центральной Америки. Указанный рынок является примером перехода от двухсторонней трансграничной торговли к торговле излишками электроэнергии в рамках общего рынка на специализированных торговых площадках (при сохранении разнородных

национальных рынков электрической энергии).

Концептуальная модель общего рынка электроэнергии стран Евразийского союза, предусмотренная программными документами, характеризуется заметными отличиями от действующих моделей организации общих рынков электроэнергии за рубежом. Это делает невозможным прямое копирование международного опыта при формировании общего электроэнергетического рынка стран ЕАЭС.

Для организации успешной работы ОЭР ЕАЭС необходимо обеспечить:

- гармонизацию национальных законодательств государств-членов ЕАЭС в области ценообразования и государственного регулирования естественно-монопольных видов деятельности в электроэнергетике;
- организацию управления межгосударственной электросетевой инфраструктурой с учетом принципов обеспечения недискриминационного и свободного доступа к ней;
- разработку единых принципов ценообразования на естественно-монопольные услуги, оказываемые на общем рынке электроэнергии, реализовать механизмы тарифного и антимонопольного регулирования на общем электроэнергетическом рынке.

На первоначальном этапе создание общего электроэнергетического рынка может быть реализовано путем организации одной или нескольких совместных торговых площадок с ограниченным составом участников от каждой страны, на которых будут заключаться двухсторонние срочные договора, а также производится биржевые торги. На этом этапе объемы электроэнергии, реализуемые в рамках общего рынка, будут незначительными (приграничная торговля излишками электроэнергии, не нашедшими сбыта на национальных рынках, поставка которых на территорию других стран – участников общего рынка с учетом стоимости межгосударственной передачи будет экономически целесообразной). В качестве цели на долгосрочную перспективу необходимо рассматривать создание единого рынка электрической энергии стран ЕАЭС (купля продажа электроэнергии участниками рынка электроэнергии из всех стран-участников осуществляется на единых торговых площадках, регулирование осуществляется наднациональным регулирующим органом), что обеспечит реальное усиление конкуренции в результате интеграции, оптимизацию загрузки оборудования и минимизацию стоимости электроэнергии для конечных потребителей.

Авторами предложены подходы к конкретизации модели формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС (ключевые особенности которого определены Протоколом о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза, подписанным главами государств ЕАЭС 29.05.2019 г.), которые целесообразно учесть при подготовке правил торговли на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС и иных документов, регламентирующих механизмы функционирования указанного рынка и его регулирования.

В рамках первого этапа функционирования общего электроэнергетического рынка (до формирования общего рынка газа в рамках ЕАЭС, в течение которого предполагается функционирование рынка в усеченном субъектном составе) целесообразно назначение от каждой страны не одной, а нескольких уполномоченных организаций, которые будут относиться к различным категориям субъектов рынка (операторы экспорта – импорта, генерация, сбыт, потребители), что позволит в течение данного этапа эффективно отработать механизмы проведения торгов на общем электроэнергетическом рынке.

С учетом того, что торговля электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке будет осуществляться несколькими способами (торговля по двухсторонним договорам, централизованная торговля различных видов, включая рынок на сутки вперед, а также урегулирование отклонений) целесообразно определить несколько операторов централизованной торговли, каждый из которых будет обеспечивать организацию торговли на определенном сегменте общего электроэнергетического рынка. При этом в качестве операторов могут выступать организации, представляющие несколько стран ЕАЭС (как минимум, Российскую Федерацию и Республику Казахстан, как государств с наиболее развитым общим электроэнергетическим рынком). В частности, в качестве операторов торговых площадок общего электроэнергетического рынка могут быть рассмотрены операторы национальных рынков – АО «АТС» (Российская Федерация), АО «КОРЭМ» (Республика Казахстан), а также крупные товарные биржи и иные организации, имеющие или способные создать необходимую рыночную инфраструктуру для организации торговли электрической энергией в рамках общего электроэнергетического рынка.

В качестве расчетной валюты при проведении торгов на общем электроэнергетическом рынке и осуществлении расчетов между его участниками по

результатам выполнения обязательств может быть определена валюта того государства, где расположена соответствующая торговая площадка, на которой осуществляется проведение торгов. При этом, заявки участников на куплю/продажу электрической энергии на общем электроэнергетическом рынке могут подаваться в валюте того государства, резидентами которого они являются (что обеспечит им удобство параллельного осуществления торгов на внутреннем рынке электрической энергии (мощности) своего государства и общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС), с последующим приведением к расчетной валюте соответствующей торговой площадки в соответствии с действующими курсами национальных валют на дату проведения торгов. Аналогично, к расчетной валюте должна приводиться стоимость оказываемых электросетевыми организациями услуг по межгосударственной передаче электрической энергии по территории соответствующих стран.

Необходимо формирование независимого наднационального коллегиального органа регулирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, включающего на паритетной основе представителей всех государств – участников. Состав полномочий наднационального органа регулирования будет включать, прежде всего, тарифное регулирование оказания услуг по межгосударственной передаче электрической энергии, контроль за соблюдением антимонопольного законодательства на общем электроэнергетическом рынке, а также разрешение разногласий, возникающих между участниками общего электроэнергетического рынка.

В целом, как следует из результатов исследования, формирование общего электроэнергетического рынка при условии построения эффективных механизмов его функционирования, позволит повысить эффективность электроэнергетической отрасли в странах – участниках Евразийского экономического союза.

Список использованных источников

1. Энергетический баланс Республики Беларусь: Стат. сб./ Национальный статистический комитет Республики Беларусь. – Минск, 2018. – 154 с.
2. Углубленный обзор политики Армении в области энергоэффективности. Протокол по вопросам энергоэффективности и соответствующим экологическим аспектам ПЭЭСЭА/International Energy Charter. – 2017 г. - URL: <https://energycharter.org/> (дата обращения: 26.02.2019).
3. Топливо-энергетический баланс за 2017 год / Национальный статистический комитет Кыргызской Республики. - URL: <http://www.stat.kg/ru/publications/toplivno-energeticheskij-balans> (дата обращения: 20.03.2019).
4. Анализ рынка электроэнергии Казахстана 2017 г. // Департамент «Развитие Рынка» АО «Самрук – Энерго». – URL: <https://www.samruk-energy.kz/ru/press/analytical-report/> (дата обращения: 26.02.2019).
5. Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41476/ (дата обращения: 09.04.2019).
6. Электроэнергетика Содружества Независимых Государств 2007 – 2017 / Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ. - URL: <http://energo-cis.ru/rumain67/> (дата обращения: 20.03.2019).
7. Российский статистический ежегодник. 2018: Стат. сб./Росстат. – М., 2018 – 694 с.
8. Тарифы на электроэнергию и цены на топливо в государствах-участниках СНГ (Обзор № 41) / Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ. – М., 2018 - URL: <http://energo-cis.ru/rumain671> (дата обращения: 20.03.2019).
9. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 г./АО «СО ЕЭС». - URL: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2018/ups_rep2017.pdf (дата обращения: 13.03.2019).
10. Годовой отчет АО «КОРЭМ» за 2017 год/ АО «КОРЭМ». - URL: https://www.korem.kz/rus/o_kompanii/godovye_otchety/ (дата обращения: 20.03.2019).
11. Саркисян Т.С., Создание общих рынков энергетических ресурсов в ЕАЭС:

Этапы и содержание // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. – 2017. – №1. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sozdanie-obschih-rynkov-energeticheskikh-resursov-v-eaes-etapy-i-soderzhanie/> (дата обращения: 09.04.2019).

12. Интеграционные процессы в электроэнергетическом секторе государственных участников Евразийского банка развития. Отраслевой обзор № 15// Евразийский банк развития. – 2012. – URL: <http://isem.irk.ru/upload/iblock/82c/82c834a611ca0b4a6d9d2d5420950305.pdf> (дата обращения: 09.09.2019).

13. Евразийский экономический союз// Евразийский банк развития. Центр интеграционных исследований. –2017. – URL: <https://eabr.org/analytics/integration-research/cii-reports/evraziyskiy-ekonomicheskij-soyuz/> (дата обращения: 09.09.2019).

14. Давтян В. С., Вертакова Ю. В., Плотников В. А. Особенности регулирования национальных энергетических рынков в условиях развития процессов международной интеграции // Известия Юго-Западного государственного университета. – 2018. – т. 22 – № 1(76) – С. 160-174.

15. Еремин С.В. Рынки природного газа в условиях международной экономической интеграции: направления трансформации, ключевые факторы и отзывы: дис. ... док. эконом. наук: 08.00.14 / Еремин Сергей Александрович. – М., 2018 г. – 353 с.

16. Интеграция зарубежных рынков электроэнергии // официальный портал НП «Совет рынка». – 2017. – URL: https://www.npsr.ru/sites/default/files/sr_pages/SR_0V053219/integraciya-zarubezhnyh-rynkov-elektroenergii_2016_1.pdf (дата обращения: 09.04.2019).

17. Multi-Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections // Department of Economic and Social Affairs United Nations. - New York: United Nations, 2005. – URL: <https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/interconnections.pdf> (дата обращения: 04.06.2019).

18. Robinson P. The Potential of Regional Power Sector Integration. Literature Review // Economic consulting associates – 2010. – URL: http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/BN004-10_REISP-CD_The%20Potential%20of%20Regional%20Power%20Sector%20Integration-Literature%20Review.pdf (дата обращения: 09.04.2019).

19. Европейское право: пособие / Е. В. Бабкина и др.; под ред. В. А. Астапенко, Е. В. Бабкиной, Т. Н. Михалевой. – 2-е изд., испр. и доп. – Минск: Четыре

четверти, 2015. – 358 с.

20. Дроговоз П.А., Курбаналиев А.А. Предложения по формированию механизмов общего рынка электроэнергии государств-участников Евразийского экономического союза (ЕЭС) // Materiały XI Międzynarodowej naukowipraktycznej konferencji «Naukowa myśl informacyjnej powieki - 2015» - 2015. - №2. – pp. 9-12.

21. Винокуров Е.Ю., Либман А.М. Евразийская континентальная интеграция – СПб: Центр интеграционных исследований ЕАБР, 2012. - 224 с.

22. Курбаналиев, А. А. Разработка моделей трансграничной торговли электрической мощностью между рынками электроэнергии с различной архитектурой // Экономика и предпринимательство. — 2016. — № 1. — С. 647—654.

23. Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Интеграция мировой электроэнергетики – путь к созданию Глобального энергообъединения // официальный портал Института энергетической стратегии - URL: http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/3-5.pdf (дата обращения: 09.04.2019).

24. Салыгин В.И., Мустафинов Р.К. Интеграционные аспекты развития электроэнергетического комплекса ЕС: Общий электроэнергетический рынок // Энергетическая политика. – 2016. - №6. – с. 45-52.

25. Market Coupling: Key to EU PowerMarket Integration. Energy Viewpoints // APX. – London, 2007. - URL: http://www.moffatt-associates.com/energy_services/forecasting_market_trends/energy_viewpoints/documents/12/market_coupling_key_to_eu_power_market_integration.pdf (дата обращения: 09.04.2019).

26. Туkenov А. Об опыте интеграции рынков электроэнергии Европы // Энергетика. – Астана, 2013. - №1 (48) – с. 16 – 19.

27. Исполинов А.С., Двенадцатова Т. И. Создание единого энергетического рынка ЕС: тихая революция с громкими последствиями // Балтийский регион. — 2013. — т. 2. – № 16. — С. 101–119.

28. ACER/CEER - Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 Electricity Wholesale Markets Volume // ACER/CEER - Ljubljana, 2018. - URL: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf (дата обращения: 09.04.2019).

29. Набойченко В. Зарубежный опыт интеграции энергорынков // Эффективное антикризисное управление. – 2015. - №5. – с. 45-51.

30. Energy Primer. A Handbook of Energy Market Basics // Federal Energy Regulatory Commission. – 2015. – pp. 56 - 103. – URL: <https://www.ferc.gov/market-oversight/guide/energy-primer.pdf> (дата обращения: 09.09.2019).

31. The Potential of Regional Power Sector Integration. Central American Electric Interconnection System (SIEPAC). Transmission & Trading Case Study // Economic Consalting Associates. – 2010. – URL: http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/BN004-10_REISP-CD_Central%20American%20Electric%20Interconnection%20System%20Transmission%20&%20Trading.pdf (дата обращения: 09.07.2019).
32. Сборник нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики. Часть 1. Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, 2008 г. <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/Petrova/НПД-Часть-1-общ.pdf>
33. Протокол об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ // Санкт-Петербург. – 2010. – URL: <https://base.garant.ru/1157229/> (дата обращения: 09.09.2019).
34. Национальные валюты во взаиморасчетах в рамках ЕАЭС: препятствия и перспективы. – СПб.: ЦИИ ЕАБР, 2018. — 76 с. https://eabr.org/upload/iblock/912/EDB-Centre_2018_Report-48_National-Currencies_RUS.pdf