

УДК 332.1: 621.311 (470.1/.2)

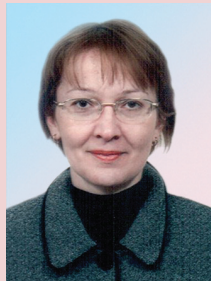
ББК 65.305.142(235.1)

© Чайка Л.В.

## Пространственные аспекты развития электроэнергетики Европейского Севера России \*

*В статье рассматриваются две части электроэнергетической системы Европейского Севера России (ЕСР) как структуры трансрегионального уровня: Карело-Кольская и Двино-Печорская. Сравнительный системный анализ этих объектов показал общие и отличительные свойства, проблемы их пространственной организации. В результате определены значимые факторы усиления интеграционных связей. Обсуждаются основные направления пространственного развития системы электроснабжения ЕСР.*

*Европейский Север России, экономическое пространство, электроэнергетические системы, пространственная организация, модернизация.*



**Лариса Викторовна  
ЧАЙКА**

кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник  
Института социально-экономических и энергетических проблем Севера  
Коми научного центра УрО РАН  
chayka@energy.komisc.ru

### Роль пространства в модернизации электроэнергетики

Методология исследований экономического пространства основывается на построении различного рода абстрактных образов – многомерных моделей, позволяющих описать его свойства и установить закономерности развития [1, 2, 3, 4].

Базовым методом исследований является системный подход, заключающийся

в представлении экономического пространства как единого комплекса взаимосвязанных природных, социальных, технологических систем, в изучении их взаимодействий, принципов формирования, тенденций и критериев развития, институтов регулирования. Результаты научных исследований экономического пространства, в их практическом приложении, должны определять оптимальные

\* Работа выполнена по программе фундаментальных исследований Президиума РАН «Роль пространства в модернизации России: природный и социально-экономический потенциал» (научн. коорд. акад. В.М. Котляков), проект № 12-П-7-1004: «Социально-экономическое пространство Европейского Севера (общие основания для модернизации и межрегиональной интеграции)» (научн. руковод. член-корр. РАН В.Н. Лажинцев).

механизмы взаимодействия и направления развития, а также способствовать построению эффективной системы управления этими процессами.

Имеется в виду первостепенная значимость прогрессивных преобразований институциональной среды — активной структуры экономического пространства, задающей правила его функционирования и условия трансформации.

В связи с этим «пространственное развитие должно рассматриваться как подход к государственным задачам управления развитием, опирающийся на системно-структурные представления о целостности страны и инструменты такого управления» [5, с. 18].

Электроэнергетика или энергоснабжение как отрасль или вид деятельности является неотъемлемым компонентом — составной частью экономической среды на любом уровне её территориальной иерархии от глобального до локального. При этом системы электроснабжения развиваются в соответствии со свойствами и характеристиками экономического пространства, такими как потребности экономики и населения, география и климат, экология, ресурсы, состояние энергетической инфраструктуры и экономического потенциала. «Развитие энергетики региона формируется под действием внешних факторов, определяемых системами верхних ступеней иерархии и смежными природными и социально-экономическими системами» [6, с. 95]. Существует тесная взаимосвязь состояния экономики и уровня развития системы ее энергообеспечения. Следовательно, в абстрактном образе экономического пространства характеристики энергосистемы представляют собой особую проекцию — прямое или опосредованное отображение всех сфер этого пространства в энергетических показателях (координатах).

Подчеркнём, что характеристики пространственной разобщенности и связанности приобретают ключевую значимость при конструировании систем энергообеспечения любого уровня, имея в виду их технологические особенности: удаленность размещения энергетических объектов (как между собой, так и от потребителей) и обязательность электросетевых связей (топология сети), приоритетность технических условий системного взаимодействия, неразрывность процесса производства, распределения и потребления энергии (физико-технические закономерности), внешние связи с системами топливоснабжения (межотраслевая интеграция). Технологическое состояние систем энергообеспечения определяет возможность развития их институциональной организации, поскольку наличие или отсутствие технических альтернатив энергоснабжения у потребителей создаёт условия конкурентного или монополизированного рынка, в соответствии с которыми осуществляется выбор рационального варианта бизнес-процессов.

Функциональная связь, показывающая роль экономического пространства в развитии электроэнергетики, строится в последовательности: характеристики и свойства пространства → потенциал его развития, прогнозируемые трансформации → рациональное формирование энергетических систем (технологии, организация, потенциал). Необходимая детализация указанной последовательности приводит к возрастающей многогранности комплексных энергоэкономических исследований и многократно усложняет их информационное и методическое обеспечение.

Преодолеть возникающие трудности помогает современный инструментарий системных исследований энергетики [7, 8]. Он включает комплекс моделей энергетики и экономики в отраслевом и терри-

ториальном разрезе, предназначенных для прогнозирования производственной и инвестиционной деятельности, материальных и финансовых потоков, для анализа организационных структур и многоцелевой оптимизации развития по энергетическим, экономическим, экологическим и социальным критериям эффективности.

Планирование электроэнергетических систем означает выбор рационального варианта развития производства и пути его достижения — создание стимулирующих условий и источников практической реализации. При этом стремление к рациональному варианту развития электроэнергетики предполагает устойчивые и адаптивные решения, учитывающие «влияние экономических (таких как спрос, цены на топливо и стоимость строительства новых объектов) и внеэкономических факторов (экологические, социально-политические, регуляторные, институциональные и прочие ограничения)» [8, с. 83].

Стратегической задачей развития электроэнергетической инфраструктуры в России, согласно [9], является всесторонняя и ускоренная модернизация — масштабное обновление технологий производства, существенное повышение качества всей системы энергообеспечения и энергосбережения. Уже сейчас заметны успехи технологической модернизации в строительстве новых объектов и реконструкции действующих с внедрением новой, передовой техники и оборудования для генерации, преобразования и передачи энергии. Есть надежда, что опережающие темпы развития перспективных технологий приведут к прогрессивным структурным изменениям как в электроэнергетике, так и в экономике в целом.

Непрерывно осуществляется институциональная модернизация. Она нацелена на улучшение условий и форм организации

экономической деятельности, правил взаимодействия субъектов энергоснабжения, что требует дополнительных усилий по структурно-функциональной перестройке энергосистем и созданию соответствующих правовых и нормативных основ их развития. Стратегия модернизации электроэнергетического хозяйства страны актуализирует задачи исследования пространственных структур и взаимосвязей энергетики и экономики в части прогноза их перспективных трансформаций на основе научно-технического прогресса и институциональных инноваций.

Комплексным результатом модернизации должно стать «повышение надежности энергоснабжения, энергетической безопасности страны, рост энергетической и экологической эффективности работы объектов электроэнергетики, обеспечивающих в совокупности снижение темпов роста и стабилизацию тарифов на электрическую и тепловую энергию» [10, с. 9].

В соответствии с такими целевыми установками, показатели эффективности и надежности электроснабжения следует рассматривать в качестве критериев планирования и мониторинга развития электроэнергетики, и не только для национальной системы в целом (обобщающие макропоказатели), но и составляющих её региональных подсистем (поле значений) для отражения неоднородности её пространственной структуры и выявления проблемных зон.

В контексте изучения пространственного развития Севера России [3, 11] проблематика исследования процессов формирования и модернизации систем энергообеспечения, на наш взгляд, должна быть конкретизирована анализом и оценкой:

✓ причин и факторов региональной дифференциации условий энергоснабжения и энергоэффективности производства;

- ✓ особенностей конфигурации, региональной декомпозиции технологических и экономических свойств энергосистем;
- ✓ эффективности бизнес-структуры оптового и региональных рынков энергии и мощности;
- ✓ факторов и способов межрегиональной интеграции энергообеспечения;
- ✓ основных взаимосвязей с другими составляющими экономической среды (ресурсная обеспеченность, система расселения, энергетические потребности развития экономики, экологические условия и др.);
- ✓ потенциала и направлений технологической и институциональной модернизации;
- ✓ потребностей развития электроэнергетики, возможных источников и механизмов их обеспечения.

Раскрытие этих позиций в территориальной привязке, как представляется, даст развернутую характеристику значимых факторов экономического пространства в процессе модернизации энергетического хозяйства Севера.

### **Особенности пространственной организации электроэнергетики Европейского Севера России**

Анализ пространственной организации электроэнергетики подразумевает выяснение особенностей размещения объектов, конфигурации сетевых связей и механизмов взаимодействия; ключевое значение при этом имеет выбор объекта исследования. Этим задается формат целостности – системности функционирования объекта, уровень допустимого агрегирования и необходимой детализации его структуры, а также определяется иерархия компетенций в управлении развитием объекта.

Например, изучение пространственной организации региональных энергосистем требует конкретизации их структуры на уровне энергоузлов – центров генерации

и потребления, их взаимодействий и значимых внешних связей, которые и будут являться объектами управления в целях оптимального развития всей системы.

В нашем исследовании объектом выбрана электроэнергетика Европейского Севера России<sup>1</sup>, поэтому в качестве структурных элементов первого уровня рассматриваются региональные энергосистемы, их связи и взаимодействие и актуализируется проблематика их взаимосогласованного развития.

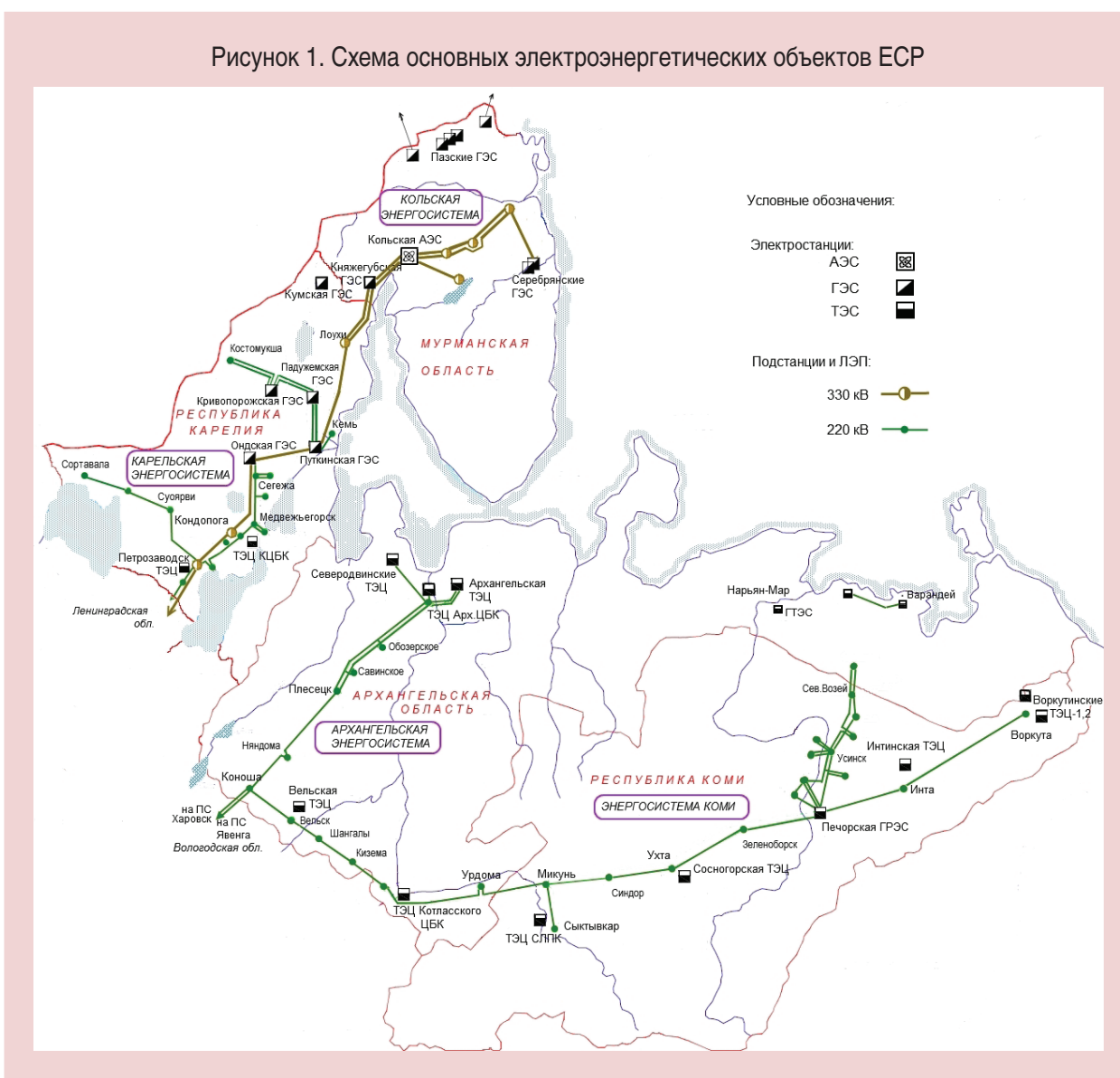
Следует подчеркнуть, что история формирования иерархии систем электроснабжения в регионах Севера привела к преимущественно региональному принципу разграничений компетенций и технологической целостности. Организационная реформа электроэнергетики 2005 – 2008 гг., в результате которой были созданы генерирующие компании экстерриториального уровня, создала новые центры ответственности и перераспределила денежные потоки, но принципиально не изменила функциональных связей и взаимодействий субъектов энергоснабжения.

Электроснабжение потребителей на территории ЕСР обеспечивают 4 региональные энергосистемы – Кольская, Карельская, Архангельская и Коми, входящие в объединенную электроэнергетическую систему Северо-Западного федерального округа (ОЭС Северо-Запада). Схема размещения основных электростанций (ЭС) и системообразующих линий электропередачи (ЛЭП) представлена на *рис. 1*.

<sup>1</sup> На территории регионов, отнесенных к Крайнему Северу и местностям, к нему приравненным: Мурманская и Архангельская области, Республика Карелия и Республика Коми. Энергосистема Вологодской области (как части Северного экономического района) рассматривается лишь в плане внешних взаимосвязей, поскольку она входит в объединенную энергосистему Центра, в рамках которой устанавливаются приоритеты её операционного взаимодействия и развития.



Рисунок 1. Схема основных электроэнергетических объектов ЕСР



Видно, что в пространственной конфигурации электроэнергетической системы (ЭЭС) Европейского Севера России выделяются две части – западная (Карело-Кольская) и восточная (Двино-Печорская), напрямую не связанные между собой.

Западная часть – это объединение региональных энергосистем Мурманской области и Республики Карелия, имеющих единую системообразующую сеть, с напряжением 330 кВ (Кольская АЭС – Княжегубская ГЭС – Лоухи – Петрозаводск), с предельной передаваемой

мощностью<sup>2</sup> около 600 МВт. Внешние межсистемные связи сформированы с Ленинградской ЭЭС по ЛЭП 330 кВ (Киришская ГРЭС – Сясь – Петрозаводск) и ЛЭП 220 кВ (Верхнесвирская ГЭС – Древлянка). С Вологодской ЭЭС имеется маломощная связь по ЛЭП 110 кВ. Осуществляются небольшие экспортные поставки электроэнергии в Норвегию и Финляндию (около 0,7 млрд. кВт.ч).

<sup>2</sup> По данным ОАО «СО ЕЭС»: Информация, необходимая для проведения конкурентного отбора мощности на 2012 год (<http://monitor.so-ups.ru/?P=42&DocumentID=163>).

Восточная часть представляет собой протяженную сетевую структуру, включающую энергосистемы Архангельской области и Республики Коми, имеющие системообразующую связь меньшего уровня напряжения по ЛЭП 220 кВ Микунь – Урдома (на границе регионов предельная передаваемая мощность<sup>3</sup> не превышает 200 МВт). Внешняя межсистемная связь по ЛЭП 220 кВ действует с энергосистемой Вологодской области (Коноша – Харовск, Явенга), входящей в ОЭС Центра. Потенциал максимального использования этой связи для передачи более дешевой электрической энергии из ОЭС Центра в северную часть Архангельской области ограничен пропускной способностью одноцепного участка высоковольтных ЛЭП 220 кВ Коноша – Плесецк<sup>4</sup>.

Существуют еще несколько маломощных межсистемных соединений по ЛЭП 110 кВ с Вологодской и Кировской областями, но поставки энергии по ним имеют локальное значение. Вне системной электроэнергетики (с децентрализованным электроснабжением) остаются потребители на территории Ненецкого автономного округа и северо-восточных районов (Мезеньского и Лешуконского) Архангельской области.

Выполненный анализ данных Росстата, официальных сведений региональных администраций и энергетических компаний позволил оценить параметры рассматриваемого энергоэкономического пространства (*табл. 1*) и определить общие и отличительные свойства двух сформировавшихся обособленных частей ЭЭС ЕСР.

<sup>3</sup> Схема и программа развития электроэнергетики Республики Коми на 2012 – 2017 годы: утв. распоряжением Правительства Республики Коми от 28 апреля 2012 г. №172-р.

<sup>4</sup> С сайта Администрации Архангельской области (<http://www.dvinaland.ru/power/departments/deptek/26145>).

Общие свойства:

1. Зона обслуживания ЭЭС включает районы Севера с суровыми природными условиями и относительно малообжитые.

2. Конфигурация сетевой структуры протяженного линейного типа, с преобладанием одноцепных ЛЭП. Трассы основных магистральных ЛЭП расположены вдоль железных дорог.

3. Объем установленной мощности электростанций в обеих частях ЭЭС не превышает 5 ГВт. Имеющиеся генерирующие мощности обеспечивают потребителей рассматриваемых регионов ЕСР практически в полном объеме.

4. Имеющийся избыток установленных мощностей в каждой из частей (около 15%) – это «запертые» мощности, использование которых ограничено потенциалом магистральной сетевой передачи.

5. Длительный срок эксплуатации большинства электростанций (40 – 70 лет).

6. Объемы перетоков мощности и энергии по межсистемным связям с другими соседними регионами (Ленинградской, Вологодской, Кировской областями) не значительны, в основном ввиду технологических ограничений.

7. Высокий износ распределительных электрических сетей.

8. Стоимостные объемы рынков электрической и тепловой энергии приблизительно одинаковы.

Отметим различия указанных частей ЭЭС ЕСР.

- В зоне обслуживания Двино-Печорской части находится существенно большая территория, с более рассредоточенной и мелкодисперсной структурой расселения. Макроэкономическая результативность общественного производства здесь выше благодаря в основном преобладанию в экономике нефтегазового сектора. Но объемы использования электроэнергии ниже как в абсолютных показателях, так и в удельных (на душу населения, на единицу ВРП).

Таблица 1. Показатели экономики и электроэнергетики ЕСР в 2010 году\*

Показатели	В зоне обслуживания	
	западной части ЭЭС	восточной части ЭЭС
Площадь территории, тыс. км <sup>2</sup>	325	1006,7
Численность населения, тыс. чел	1441,3	2129,7
Количество городов; поселков городского типа; сельских насел. пунктов	29; 23; 888	24; 49; 4691
Валовой региональный продукт (ВРП), млрд. руб.	362,3	708,2
Объем отгруженной продукции (ОП) промышленности, млрд. руб.	288,7	578
Структура ОП промышленности, % по ВЭД:		
Добыча полезных ископаемых	34	55
Обрабатывающие производства	46	34
Производство и распределение энергии, газа, воды	20	11
ОП ВЭД «Производство и распределение электроэнергии», млрд. руб.	33,9	32,6
ОП ВЭД «Производство и распределение тепловой энергии»	22,0	24,7
Объем потребления электроэнергии, млрд. кВт.ч, всего	22,4	17,9
в том числе потери в сетях	1,2	1,6
Коммунально-бытовое потребление на душу населения, тыс. кВт.ч/чел.	1,0	0,9
Электроёмкость промышленного производства, кВт.ч/тыс. руб.	50	20
Электроёмкость ВРП, кВт.ч./тыс. руб.	59	25
Объём производства электроэнергии в 2010 г., млрд. кВт.ч	22,7	17,3
Нетто поступление (+) или отпуск (-) электроэнергии, млрд. кВт.ч	-0,3	+0,6
в % от объёма производства	-1	+3
Структура установленной мощности электростанций (ЭС) по типам, МВт:	4858	4464
Тепловые – ТЭС (в т.ч. на газе)	811 (380)	3917(2434)
Атомные – АЭС	1760	0
Гидравлические – ГЭС	2235	0
Автономные (в т.ч. газовые ТЭС)	52	547 (260)
Максимум системной электрической нагрузки, в % к суммарной генерирующей мощности ЭЭС	70	66
Структура выработки электроэнергии по типам ЭС:		
ТЭС	11	100
АЭС	47	0
ГЭС	42	0
Количество ЭС, установленной мощностью более 30; 100; 1000 МВт	26, 11, 1	15, 9, 1
Максимальный класс напряжения сети, кВ	330	220
Общее количество подстанций напряжением выше 35 кВ, шт.	285	396
Мощность трансформаторов, МВА, класса напряжения:		
свыше 110 кВ включительно	9412	6528
до 35 кВ включительно	1921	4529
Протяженность ЛЭП, тыс. км:		
напряжением 110 кВ и выше	10	11
35 кВ и ниже	10	45 (36)
Зоны оптового рынка энергии и мощности (ОРЭМ)	Ценовая	Неценовая
Средняя стоимость отпущенной потребителям электроэнергии руб./кВт.ч (без НДС)**	1,8	3,3
* Составлено по официальным данным Росстата, региональных администраций, энергетических компаний и организаций. ** Рассчитано как отношение стоимости отгруженной продукции ВЭД «Производство и распределение электроэнергии» к объему отпущенной потребителям электроэнергии.		

В Карело-Кольской части располагается более электроёмкое промышленное производство: в среднем удельный расход электроэнергии в 2010 г. составил 50 кВт.ч на 1 тыс. руб. отгруженной продукции — это в 2,5 раза выше, чем в восточной части.

- Структура установленной мощности и выработки электростанций Двино-Печорской части — монотиповая: включает только тепловые ЭС, которые работают на органическом топливе, 60% мощностей которых используют в качестве топлива газ; около 60% выработки электроэнергии обеспечивается топливом, добываемым в регионе использования. В Карело-Кольской части ЭЭС структура генерирующих мощностей диверсифицирована: энергия производится атомной, гидро- и тепловыми электростанциями, причем нетопливная энергетика по мощности и выработке значительно превосходит тепловую генерацию, более дорогостоящую, работающую на привозном топливе.

- Электроэнергетику западной части ЭЭС ЕСП в сравнении с восточной отличает менее разреженная и концентрированная схема размещения энергоисточников: при значительно меньшей площади обслуживания, в системе работает большее число электрических станций, менее удалённых друг от друга. Более равномерная и высокая плотность генерации является фактором, повышающим надежность и эффективность централизованного электроснабжения. В обеих частях ЭЭС ЕСП располагается по одному энергоисточнику ГВт-класса: это Кольская АЭС и Печорская ГРЭС.

- Электрическая сеть ЭЭС ЕСП сформирована в классах напряжения: ЛЭП 330 и 220 кВ являются системообразующими, связывающими центры генерации и осуществляющими транзитную (дальнюю) передачу мощности; ЛЭП 150 и 110 кВ — магистральными распределительными, связывающими основные центры питания с крупными центрами нагрузки; ЛЭП

35 кВ и ниже — распределительными в городах, сельской местности и на предприятиях. Как видно из данных *табл. 1*, системообразующая сеть западной части ЭЭС ЕСП более мощная: образована ЛЭП более высокого класса напряжения и располагает большим количеством трансформаторных мощностей, чем восточная часть. Общая протяженность ЛЭП высокого уровня напряжения в обеих частях ЭЭС практически одинакова, при том что в восточной части площадь охвата и длина основного транзита в 2 раза больше. Объём развития распределительных сетей низкого напряжения в восточной части ЭЭС ЕСП в 4 раза больше, чем в западной, что объясняется низкой плотностью и рассредоточенностью потребителей на трёхкратно превосходящей территории обслуживания.

- В соответствии с рассмотренными выше особенностями технологической структуры двух частей ЭЭС ЕСП различается экономическая эффективность электроснабжения: в восточной части средняя стоимость электроснабжения выше в 1,8 раза. Это является следствием: во-первых, более дорогостоящей топливной генерации, особенно работающей на мазуте; во-вторых, повышенных удельных затрат эксплуатации сетевого распределительного комплекса, поскольку для распределения меньшего объёма энергии задействовано больше подстанций и ЛЭП. Ценовые соотношения удельной стоимости различных видов генерации, рассчитанной исходя из утвержденных двухставочных тарифов на энергию и мощность для поставщиков ОРЭМ в 2010 г. [12], демонстрируют ценовое преимущество нетопливной генерации в западной части ЭЭС ЕСП (*рис. 2*).

Соотношения стоимости производства электроэнергии и услуг по её передаче, сложившиеся в ЭЭС ЕСП, рассмотренные на примере структуры цен электроэнергии для производственных потребителей реги-



Рисунок 2. Объем производства поставщиков оптового рынка в ЭЭС ЕСР и тарифы на отпускаемую ими энергию, 2010 г.

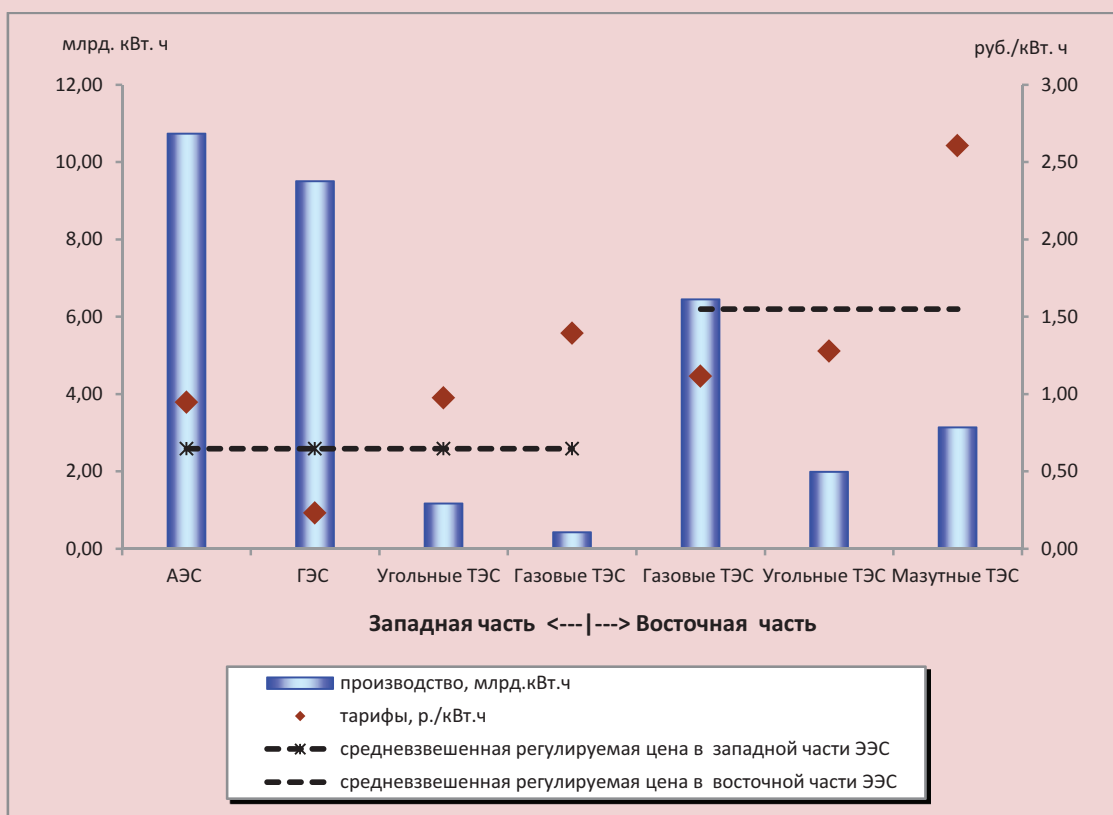


Таблица 2. Цены и тарифы на электроэнергию в 2010 г.\*, без НДС, руб./кВт.ч

Компоненты стоимости	На розничных рынках электроэнергии			
	Мурманской обл.	Республики Карелия	Архангельской обл.	Республики Коми
Стоимость генерации:				
тариф	1,06	1,10	2,02	1,47
свободная цена	1,52	1,64	-	-
Тариф на услуги по передаче при поставках в сети:				
высокого напряжения (ВН)	1,84**	1,62	1,58	1,76
низкого напряжения (НН)	1,84	1,96	3,42	2,35
Сбытовая надбавка и инфраструктурные платежи	0,03	0,12	0,12	0,11
Итого цена ВН/НН:				
регулируемая (тариф)	2,94/2,94	2,84/3,18	3,73/5,57	3,33/3,93
свободная	3,39/3,39	3,37/3,72	-	-

\* Рассчитано на основе двухставочных тарифов и цен, по официальной информации региональных администраций и сбытовых компаний.  
 \*\* Равенство тарифов ВН и НН указывает на тарифное перекрестное субсидирование потребителей, подключенных к сети НН, за счёт покупателей в сети ВН.

ональных розничных рынков (исключая население) с числом часов использования заявленной мощности 5000 ч/год (табл. 2), показывают, что стоимость сетевых услуг превышает цены генерации и они более высокие в восточной части энергосистемы.

- Институциональные условия регулирования электроснабжающей деятельности в рассматриваемых частях ЭЭС ЕСР имеют отличия, которые устанавливаются при зонировании оптового рынка энергии и мощности (ОРЭМ) на ценовые и неценовые зоны. Полагается, что в ценовой зоне ОРЭМ (к которой относится западная часть) существуют условия конкурентного рынка в производстве электроэнергии, а в неценовой (восточная часть) конкуренция ограничена технологическими условиями. Соответственно, генерирующие компании в ценовой зоне работают в либерализованном сегменте рынка, где действуют процедуры свободного ценообразования, в неценовой – в условиях тарифного регулирования.

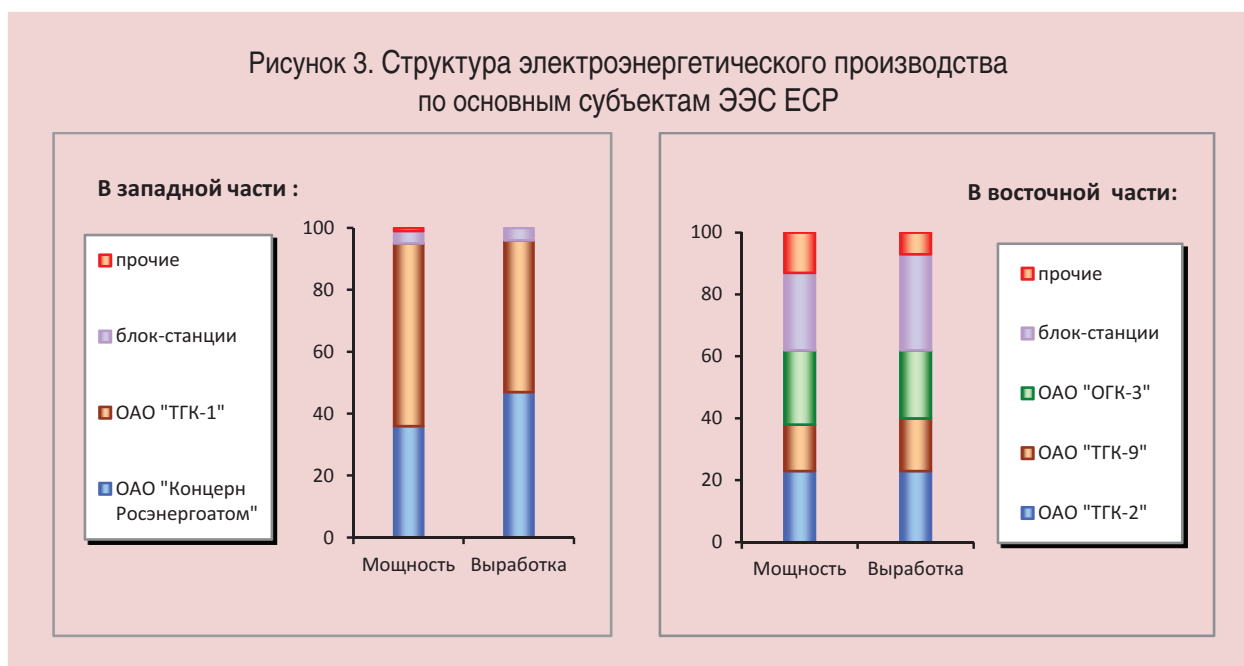
На *рисунке 3* представлены основные субъекты генерации и доля их производства в соответствующих зонах рынка. В западной части ЭЭС ЕСР на рынке действуют

только две основные генерирующие компании, но даже между ними конкуренция неосуществима из-за нормативно установленных технологических приоритетов по загрузке мощности атомной электростанции.

В восточной части число участников рынка и их доля в производстве допускают развитие конкурентных отношений, но этому препятствуют сетевые ограничения и издержки передачи мощности и энергии от удалённых энергоисточников.

Следовательно, полноценные конкурентные рыночные отношения между генерирующими компаниями в обеих частях ЭЭС ЕСР в настоящее время не могут быть реализованы. Тем не менее правила регулирования деятельности в ценовой зоне ОРЭМ создают преимущества для эффективных генераторов. Процедура конкурентного отбора на ОРЭМ реализует принцип маржинального ценообразования, что позволяет генераторам с низкими эксплуатационными издержками получать более высокий доход, чем в условиях тарифного регулирования по экономически обоснованным затратам и доходам.

Рисунок 3. Структура электроэнергетического производства по основным субъектам ЭЭС ЕСР



Как видно из данных рисунка 2 и таблицы 2, в ценовой зоне ОРЭМ (западная часть) свободная цена на электроэнергию (с учетом мощности), которая сложилась на уровне тарифа (т.е. экономически обоснованной стоимости производства) замыкающего поставщика – около 1,5 руб./кВт.ч., значительно выше тарифов атомной и гидроэлектростанций, что обеспечивает их высокую доходность. По данным официальной отчетности энергокомпаний, в 2010 г. рентабельность по EBITDA в ценовой зоне составила более 50% у Росэнергоатома и 25% у ТГК-1, в неценовой зоне у ТГК-9, ТГК-2 и ОГК-3 не превысила 6%. Для энергокомпаний такие различия в ценовом регулировании их доходности несомненно должны сказываться на мотивации и формировании инвестиционных ресурсов для модернизации собственных производственных мощностей. Для потребителей следствием различий в ценовом регулировании явилась опережающая динамика удорожания энергии в либерализованном сегменте ОРЭМ, в результате которой средний ценовой уровень розничных рынков в западной части ЭЭС, с более эффективной по эксплуатационным издержкам нетопливной генерацией, приблизился к более дорогостоящему – в восточной части.

#### **Проблемы и перспективы пространственного развития энергосистемы ЕСР**

Выполненный анализ пространственной организации электроэнергетики ЕСР позволяет сделать следующие основные выводы.

Электроснабжающая система на территории ЕСР состоит из двух основных частей, работающих изолированно друг от друга, существует только опосредованная связь через ОЭС Центра, не имеющая интеграционного значения. Обе части ЭЭС включены в объединенную энергосистему ОЭС Северо-Запада, но для восточной,

состоящей из Архангельской и Коми энергосистем, это объединение носит формальный характер, поскольку отсутствует технологическая связь для системного взаимодействия с другими объектами данной ОЭС. В западной части ЕСР интеграционное объединение обеспечивают электросетевые связи Кольской и Карельской энергосистем между собой и с Ленинградской ЭЭС.

Системные генерирующие мощности в обеих частях достаточны для обеспечения современных нужд экономики и населения в сложившихся зонах их обслуживания. В каждой части ЭЭС имеются невысокие сверхнормативные резервы генерирующих мощностей, которые планируется использовать в 5 – 10-летней перспективе для подключения новых потребителей и замещения выбывающих мощностей. Поэтому задача развития внешних интеграционных связей с целью дальнейшей передачи и расширения рынка сбыта электроэнергии в настоящий период не актуальна. В западной части технологически сформирована более дифференцированная и эффективная система генерации, с более мощной системообразующей связью.

К первоочередной задаче пространственного развития ЭЭС ЕСР следует отнести «усиление» сложившихся базовых структур с целью организации технически и экономически оптимального взаимодействия энергетических объектов. Для этого программами развития электрических сетей [10, 13, 14] предусматривается ликвидация «узких мест» в системообразующих связях – строительство вторых цепей ЛЭП для увеличения пропускной способности и надежности передачи, снижения потерь и общих издержек электроснабжения при загрузке экономически наиболее эффективных мощностей.

Поскольку уровень эффективности электроэнергетики в восточной части ЕСР существенно ниже, чем в западной,

рационально сконцентрировать усилия на повышении её эффективности: 1) за счёт замещения дорогостоящего топлива; 2) развития и усиления системообразующей связи; 3) внедрения источников нетопливной генерации (атомной или расщепленной гидро- и биоэнергетики). Первые два направления уже реализуются: переводятся на газ мазутные ТЭЦ, ведётся строительство вторых цепей системных ЛЭП 220. В решении проблемы диверсификации структуры используемого топлива стратегической задачей видится создание эффективного энергоисточника на угольном топливе.

Основаниями для технологической интеграции двух частей ЭЭС ЕСР в единый комплекс могут служить следующие факторы: 1) повышение энергобезопасности, поскольку системное объединение позволит диверсифицировать структуру энергоисточников по типам и ресурсам, нивелировать потенциальные угрозы преимущественно моногазовой ресурсной ориентации электроэнергетики восточной части; 2) снижение себестоимости электроснабжения за счет оптимизации загрузки и перетоков мощности с целью максимального использования наиболее эффективных энергоисточников; 3) повышение надежности электроснабжения потребителей при возрастании количества допустимых альтернатив поставок; 4) выравнивание ценовых различий; 5) развитие конкурентных отношений за счёт увеличения количества субъектов рынка. Объединение двух частей ЭЭС ЕСР возможно путём создания прямой межсистемной связи (например, двухцепной ЛЭП 220 по трассе Обозерское – Беломорск – Кемь).

Преодолению относительной изолированности Архангельской и Коми энергосистем может способствовать развитие сетевых связей с энергосистемами Вологодской и Кировской областей. Но обе эти

энергосистемы являются дефицитными по обеспеченности собственными генерирующими мощностями, недостаток которых покрывается значительными межрегиональными поставками от энергоисточников ОЭС Центра и ОЭС Урала. Следовательно, развитие системных связей восточных регионов ЕСР в южном направлении зависит от предельного потенциала транзита и конкурентоспособности передаваемой энергии.

Решение о целесообразности объединения двух частей ЭЭС ЕСР может быть получено только в результате проведения предпроектных технико-экономических обоснований в рамках системного планирования развития ЭЭС России. Такие исследования осуществляются под руководством федеральных структур (Минэнерго РФ, ОАО «Системный оператор ЭЭС») ведущими разработчиками стратегий и программ перспективного развития национальной ЭЭС России (ГУ «ИЭС», ОАО «ЭНИН», ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН, ЗАО «АПБЭ» и др.), располагающими необходимой информацией, методическим и модельным инструментарием.

Согласно проектам развития ЭЭС России на перспективу до 2020 г., включенным в официально утвержденные документы [13, 14], пространственная структура ЭЭС ЕСР существенно не изменится. Сохранится относительная изолированность восточной части (при формальном включении в ОЭС Северо-Запада), существенно не изменится структура и мощность энергоисточников, усилятся региональные и межрегиональные системные сетевые связи Архангельской и Коми энергосистем, повысится потенциал межсистемной связи с Вологодской областью для транзита энергии из ОЭС Центра. Для западной части планируется увеличение мощности системообразующей связи Кольская – Карельская – Ленин-

градская ЭЭС и значительный прирост потенциала атомной энергетики, причём со значительным превышением избытка генерирующей мощности в этой части ОЭС Северо-Запада сверх нормируемых резервов. Следовательно, в результате запланированного развития будут возрастать различия в потенциале электроэнергетического хозяйства в рассматриваемых частях ЕСР.

В заключение следует подчеркнуть, что одной из целей пространственного развития экономики и энергетики является уменьшение межрегиональных диспропорций<sup>5</sup> – рациональное выравнивание условий жизнедеятельности, в том числе энергоснабжения: его доступности, качества, надежности и эффективности. Таким образом, планы и проекты модернизации энергетической инфраструктуры должны обеспечивать сбалансированное пространственное развитие. В какой степени это требование выдерживается, определить трудно, поскольку в основных программных документах развития электроэнергетики (федеральных и региональных) не публикуются, за редким исключением, оценки будущих состояний – показатели надежности, безопасности, энергетической, экологической и экономической эффективности, которые послужили критериями принятых решений. Между тем, несомненно, что в планировании пространственного развития оценка таких целевых показателей исключительно важна не только для макроуровня национальной энергетики, но и для её сложившихся мезоструктур и региональных сегментов.

Обязательность оценки критериальных показателей эффективности различных сегментов пространственной структуры энергетического хозяйства послужит обоснованием для рациональной концентрации усилий и ресурсов на «слабых» объектах и связях, сделает возможным реализацию качественного мониторинга и контроля эффективности системного проектирования и программного управления.

Обязательность оценки критериальных показателей эффективности различных сегментов пространственной структуры энергетического хозяйства послужит обоснованием для рациональной концентрации усилий и ресурсов на «слабых» объектах и связях, сделает возможным реализацию качественного мониторинга и контроля эффективности системного проектирования и программного управления.

## Литература

1. Гранберг, А.Г. Программа фундаментальных исследований пространственного развития России и роль в ней Северо-Западного региона / А.Г. Гранберг // Экономика Северо-Запада: проблемы и перспективы развития. – 2009. – №2, 3. – С. 5-11.
2. Гранберг, А.Г. Моделирование пространственного развития национальной и мировой экономики: эволюция подходов / А.Г. Гранберг // Регион: экономика и социология. – 2007. – №1. – С. 87-106.
3. Лаженцев, В.Н. Пространственное развитие (примеры Севера и Арктики) / В.Н. Лаженцев // Известия Коми НЦ УрО РАН. – 2010. – №1. – С. 97-104.
4. Татаркин, А.И. Развитие экономического пространства регионов Российской Федерации на основе кластерных принципов / А.И. Татаркин // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2012. – №3(21). – С. 28-36.
5. Окрепилов, В.В. Пространственное развитие северных территорий / В.В. Окрепилов // Актуальные проблемы, направления и механизмы развития производительных сил Севера – 2012: материалы III Всероссийского научного семинара (28-30 июня 2012 г., Сыктывкар): в 2 ч. – Сыктывкар, 2012. – Ч. I. – С. 13-19.
6. Моделирование устойчивого развития как условие повышения экономической безопасности территории / А.И. Татаркин, Д.С. Львов, А.А. Куклин, А.Л. Мызин, Л.Л. Богатырев, Б.А. Коробицын, В.И. Яковлев. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 1999. – 276 с.

<sup>5</sup> Отмечено в «Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г.» [15] и «Энергетической стратегии РФ до 2030 г.» [9].



7. Макаров, А.А. Методы и результаты прогнозирования развития энергетики России / А.А. Макаров // Известия РАН. Энергетика. – 2010. – №4. – С. 26-40.
8. Методы и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики / Ф.В. Веселов, Е.А. Волкова, А.Е. Курилов, А.С. Макарова, А.А. Хорошев // Известия РАН. Энергетика. – 2010. – №4. – С. 82-94.
9. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. – М.: ГУ Институт энергетической стратегии, 2010. – 180 с.
10. Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.: [Электронный ресурс] / Минтопэнерго РФ, ОАО «ЭНИН», 2011. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/12683.html>
11. Север и Арктика в пространственном развитии России: научно-аналитический доклад / Научный совет РАН по вопросам регионального развития; СОПС при Минэкономразвития РФ и Президиуме РАН; ИЭП Кольского НЦ РАН; ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2010. – 213 с.
12. О тарифах на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке по договорам в рамках предельных (минимальных и максимальных) продаж электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам (тарифам) объемов: приказ Федеральной службы по тарифам от 24 ноября 2009 г. №326-э/3 [Электронный ресурс] / ФСТ РФ, 2012. – Режим доступа: [http://www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/electro/2010/1](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/2010/1)
13. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. №215-р (с «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.») // Собрание законодательства РФ. – 2008. – №11 (ч. II). – Ст. 1038. – 17.03.2008 (КонсультантПлюс).
14. Приказ Минэнерго РФ от 13.08.2012 №387 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2012 – 2018 годы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/0d4/0d43dc46558268f5b0d4def270142be9.pdf>
15. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года: распоряжение Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. №1662-р // Собрание законодательства РФ. – 2008. – №47. – Ст. 5489. – 24.11.2008 (в ред. распоряжения Правительства РФ от 08.08.2009 №1121-р).