

СИСТЕМНЫЕ ЭФФЕКТЫ ИНТЕГРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ СТРАН ПОСТСОВЕТСКОГО ПРОСТРАНСТВА¹

В статье рассмотрены современное состояние и перспективы развития электроэнергетических систем (ЭЭС) стран постсоветского пространства. Выполнен анализ динамики обменов потоками электроэнергии между указанными странами за постсоветский период. Выявлены системные эффекты текущего взаимодействия национальных ЭЭС стран на постсоветском пространстве и определена экономическая оценка некоторых из них. Приведены оценки потенциальных мощностных эффектов совмещения годовых и суточных графиков электрической нагрузки, которые могут быть достигнуты в настоящее время и в перспективе до 2030 г. при кооперации национальных энергосистем. Полученные результаты свидетельствуют о значительном потенциале электроэнергетической интеграции в регионе.

Снижение уровня интеграции национальных ЭЭС, произошедшее после распада СССР и его Единой энергосистемы (ЕЭС), привело к утрате системных эффектов (структурных, мощностных, режимных и др.), которые реализовывались ранее в рамках ЕЭС. Более тесное взаимодействие стран бывшего СССР обеспечило бы при условии формирования общего электроэнергетического пространства ощутимые интеграционные эффекты для всех участвующих сторон.

Для реализации такой интеграции требуется решение целого ряда научно-методических и организационных задач. Прежде всего, необходимо оценить, насколько могут быть высоки потенциальные системные эффекты и эффективность участия в электроэнергетической интеграции и общем электроэнергетическом рынке на постсоветском пространстве всех участников – стран бывшего СССР. Поэтому первоочередного решения требует задача определения реализуемых в настоящее время и потенциальных системных эффектов. К последним относятся те, которые могут быть получены при более тесной интеграции национальных ЭЭС на постсоветском пространстве. Ниже изложены результаты, полученные в ходе решения данной задачи.

Современное состояние и перспективы развития электроэнергетических систем стран постсоветского пространства. Основные показатели национальных ЭЭС стран бывшего СССР приведены в табл. 1. Уровень установленных мощностей электростанций этих стран по состоянию на 2010 г. приближается к 365 ГВт. Таким образом, энергообъединение стран постсоветского пространства является одним из весьма крупных не только в Евразии, но и в мире. При этом на постсоветском пространстве сосуществуют национальные электроэнергетические комплексы, различающиеся уровнями установленной мощности электростанций в десятки раз. Россия, что очевидно, доминирует по установленной мощности и выработке электростанций, составляющей примерно две трети суммарных показателей стран бывшего СССР. В то же время установленная мощность электростанций таких стран, как Армения, Латвия, Эстония, составляет менее 1% общей суммарной мощности.

Структура мощностей в странах бывшего СССР весьма различна. Только в России, Украине и Армении развиваются все три основных типа генерации: тепловая (на органическом топливе), гидравлическая и атомная. Электроэнергетика остальных стран базируется на тепловых и гидроэлектростанциях (ТЭС и ГЭС).

¹ Статья подготовлена при финансовой поддержке Фонда технического содействия Евразийского банка развития.

Таблица 1

Основные показатели электроэнергетических комплексов стран постсоветского пространства, 2010 г.*

Страна	Установленная мощность электростанций, ГВт				Выработка электроэнергии, ТВт·ч				Электропотребление		Обмен электроэнергией с другими странами, ТВт·ч			
	Всего	ТЭС	ГЭС ГАЭС НВИЭ**	АЭС	Всего	ТЭС	ГЭС ГАЭС НВИЭ	АЭС	общее, ТВт·ч	удельное, кВт·ч/чел.	передано за пре- делы страны	получено из-за пределов страны	сальдо- переток	доля электро- потребле- ния, %
Азербайджан	6,396	5,401	0,995	-	18,710	15,003	3,707	-	18,348	2016,000	0,462	0,100	0,362	1,97
Армения	3,505	1,931	1,166	0,408	6,491	1,438	2,563	2,490	5,676	1720,000	1,061	0,246	0,815	14,36
Беларусь	8,407	8,392	0,015	-	34,895	34,849	0,046	-	37,595	3957,000	5,100	7,800	-2,700	-7,18
Грузия	3,328	0,730	2,598	-	10,058	0,683	9,375	-	8,755	1990,000	1,524	0,221	1,303	14,88
Казахстан	19,592	17,252	2,340	-	82,629	74,599	8,030	-	84,101	5128,000	1,538	3,010	-1,472	-1,75
Кыргызстан	3,666	0,716	2,950	-	12,063	0,808	11,255	-	10,503	1910,000	1,636	0,076	1,560	14,85
Латвия	2,570	0,948	1,622	-	6,685	3,050	3,635	-	7,558	3435,000	3,100	3,973	-0,873	-11,55
Литва	4,597	3,529	1,068	-	5,748	3,980	1,768	-	11,738	3354,000	1,041	7,031	-5,990	-51,03
Молдова	3,012	2,948	0,064	-	6,115	5,702	0,413	-	5,757	1371,000	0,383	0,025	0,358	6,22
Россия	229,949	158,124	47,521	24,304	1038,000	699,200	168,400	170,400	1020,977	7145,000	19,946	2,923	17,023	1,67
Таджикистан	5,105	0,318	4,787	-	16,435	0,033	16,402	-	16,581	2182,000	0,286	0,432	-0,146	-0,88
Туркменистан	4,157	4,156	0,001	-	15,196	15,193	0,003	-	14,473	2954,000	0,723	0,000	0,723	5,00
Узбекистан	12,472	10,662	1,810	-	51,712	47,162	4,550	-	50,718	1818,000	0,994	0,000	0,994	1,96
Украина	54,567	35,186	5,546	13,835	188,829	86,474	13,203	89,152	184,641	4049,000	6,097	1,909	4,188	2,27
Эстония	2,931	2,570	0,361	-	12,962	12,622	0,340	-	9,708	7468,000	4,354	1,100	3,254	33,52
Всего	364,254	252,863	72,844	38,547	1506,528	1000,796	243,690	262,042	1487,129	5158,000	48,245	28,846	19,399	1,30

** Составлена по данным [1-7].*
*** ГЭС – гидроаккумулирующие электростанции, НВИЭ – нетрадиционные возобновляемые источники электроэнергии.*

* Составлена по данным [1-7].

** ГАЭС – гидроаккумулирующие электростанции, НВИЭ – нетрадиционные возобновляемые источники электроэнергии.

В Грузии, Кыргызстане, Таджикистане преобладает гидроэнергетика. В остальных странах основу электроэнергетического комплекса составляют ТЭС, хотя в некоторых из них определенную роль играют ГЭС (Азербайджан, Казахстан, Латвия, Литва, Узбекистан).

Различие структуры генерирующих мощностей в странах бывшего СССР предопределяет взаимодействие национальных ЭЭС, реализуемое в настоящее время, и требует дальнейшего его усиления в будущем.

Вместе с тем нельзя не отметить проблем, стоящих на пути электроэнергетической интеграции стран бывшего СССР [8]. Это – политическая и экономическая разнородность субъектов кооперации; наличие значительных объемов морально и физически устаревшего генерирующего и передающего оборудования, составляющих 50-70%, а в отдельных случаях достигающих 90%; низкие темпы модернизации в электроэнергетической отрасли; различие структурной организации национальных электроэнергетических рынков; наличие потенциальных рисков, связанных с возможными нарушениями договоренностей между участниками кооперации и др.

В табл. 2 сведены прогнозы развития национальных электроэнергетических комплексов стран бывшего СССР на перспективу до 2020 г. Необходимо отметить, что в разных странах, исходя из состава и содержания документов, регламентирующих перспективное развитие и планирование национальной электроэнергетики, рассматриваются разные горизонты планирования (от 2015 г. до 2030 г.), не всегда согласующиеся друг с другом. Для России, Украины, Казахстана, которые в основном формируют электроэнергетический комплекс всего постсоветского пространства, перспективы развития отрасли (в том числе долгосрочные) прорабатываются достаточно детально в национальных директивных документах (энергетических стратегиях, программах, схемах развития электроэнергетических систем и т. д.).

Таблица 2

Прогноз электропотребления и развития установленной мощности, 2020 г.

Страна	Электропотребление, ТВт·ч	Установленная мощность, ГВт				
		всего	ТЭС	ГЭС-ГАЭС	АЭС	НВИЭ
Азербайджан	28,8	9,8	7,5	1,1		1,2
Армения	7,3	4,1	2,1	1,3	0,4	0,3
Беларусь	41,1	11,8	9,2	0,2	2,4	0
Грузия	17,6	6,8	1,3	5,5		
Казахстан	116	25,7	21,7	2,8		1,2
Кыргызстан	12,5	4,4	0,9	3,5		
Латвия	10,1	3,1	1,1	1,5		0,5
Литва	13,1	4,2	2,5	1,1		0,6
Молдова	9,5	3,5	3,4	0,1		
Россия	1288	277,2	185	55,7	35,3	1,4
Таджикистан	20,8	6,4	0,8	5,6		
Туркменистан	20,3	5,3	5,2	0,1		
Узбекистан	64	16,9	14,3	2,4		0,2
Украина	230,5	53,5	26,2	9,9	15,8	1,6
Эстония	12,2	3,9	3	0		0,9
Всего	1891,8	436,6	284	90,8	53,9	7,9

Источник: [9-15].

В условиях неопределенности указанных данных принимались базовые (средние) сценарии развития электроэнергетики. Поэтому данные табл. 2 представлены однозначно. Нетрадиционные возобновляемые источники электроэнергии, такие как ветровые, солнечные, биогазовые, геотермальные, выделены в отдельный

столбец, поскольку, согласно указанным документам, в рассматриваемой перспективе их объемы и значимость возрастают.

Как следует из данных табл. 2, до 2020 г. рост электропотребления в странах бывшего СССР составит более 27%, а генерирующей мощности – 20% по отношению к уровню 2010 г. Отставание развития генерации от перспективных потребностей обусловлено тем, что в ряде стран будет все еще происходить восстановительный рост электропотребления (с достижением уровня 1990 г.), который может быть обеспечен имеющимися мощностями. Причем Армения и в 2020 г. не достигнет, как предполагается, уровня электропотребления 1990 г. На постсоветском пространстве сохранится лидирующая роль российского электроэнергетического комплекса. Его доля в общем объеме установленной мощности и электропотреблении стран постсоветского пространства за предстоящее десятилетие практически не изменится. В Беларуси проявится новая для нее ядерно-энергетическая генерация. При этом общая структура установленных мощностей не претерпит кардинальных изменений по сравнению с текущей ситуацией. Доля ТЭС снизится на 4%, доля атомных электростанций и ГЭС возрастет на 1-2%, а доля НВИЭ составит 2% общего объема мощностей. В более отдаленной перспективе до 2030 г. АЭС намечается также ввести в Казахстане, Литве и, возможно, Эстонии.

Следует отметить, что разработка совместных энергетических стратегий, программ и схем развития ЭЭС странами бывшего СССР позволила бы сформировать предпосылки для реализации системных эффектов взаимодействия национальных ЭЭС в перспективе.

Обмен потоками электроэнергии между странами бывшего СССР в постсоветский период. Безусловным лидером в экспортных поставках электроэнергии среди стран бывшего СССР является Россия (см. табл. 1). Ее доля в общем объеме экспорта указанных стран в 2010 г. превысила 40%. При этом российская доля в импорте относительно невелика – около 10%. По состоянию на 2010 г. по импорту электроэнергии лидируют Беларусь и Литва, суммарно занимая более половины всего объема импорта. Беларусь таким образом оптимизирует тарифы на электроэнергию для своих потребителей, а Литва стала нетто-импортером после закрытия Игналинской АЭС в конце 2009 г.

Хотя, как отмечалось, Россия является лидером по экспорту электроэнергии, наиболее экспортно-ориентированной оказывается Эстония, у которой сальдо-переток (имеющий положительную величину) составляет более трети собственного годового потребления. Чистыми нетто-импортерами с отрицательным сальдо-перетоком в 2010 г. были пять стран: Беларусь, Литва, Казахстан, Латвия и Таджикистан. В наибольшей степени зависима от импорта электроэнергии Литва, у которой сальдо-переток составляет более 50% всего годового объема электропотребления.

Табл. 3 характеризует динамику изменения основных электроэнергетических показателей стран бывшего СССР в постсоветский период, начиная с 1998 г., который явился переломным, поскольку на него приходится смена тенденции падения потребления и выработки электроэнергии в рассматриваемых странах тенденцией роста.

Как видно из данных табл. 3, экспортно-импортные обмены электроэнергией последовательно снижались в течение всех лет рассматриваемого периода. Для экспорта (импорта) электроэнергии характерно более глубокое относительное (по сравнению с 1990 г.) снижение объемов, чем для выработки и потребления электроэнергии. Причем, если для выработки и потребления электроэнергии характерна тенденция восстановления докризисного уровня 1990 г., то экспортно-импортные обмены проявляют устойчивую тенденцию к все более глубокому падению.

Таблица 3

Динамика снижения выработки, потребления и перетоков электроэнергии
(относительно 1990 г.), %*

Год	Выработка	Потребление	Экспорт	Импорт
1998	29,1	28,3	58,6	56,5
2008	12,6	11,8	63,6	69,1
2009	17,8	16,2	66,4	71,8
2010	12,7	12,0	73,3/82**	80,1

* Исходная информация для таблицы получена в ходе анализа многочисленных национальных и международных источников [16-24].

** В знаменателе – падение объемов обмена электроэнергией только между странами постсоветского пространства.

Как показали выполненные расчеты, падение экспортных перетоков между странами бывшего СССР за период с 1990 по 2010 г. достигло 82%. В то же время этот показатель с учетом торговли с третьими странами был ниже, составляя примерно 73% (см. табл. 3). Следует отметить, что объемы импорта электроэнергии из третьих стран как в 1990-е годы, так и в настоящее время крайне малы. Поэтому падение импортных обменов в табл. 3 фактически характеризует этот показатель для стран постсоветского пространства.

Хотя торговля с третьими странами за постсоветский период в абсолютном выражении сократилась, ее доля в общем объеме торговли электроэнергией за этот же период существенно возросла. Так, в 1990 г. она составляла 20%, а к 2010 г. увеличилась более чем вдвое, достигнув 45%. Как отмечено, это произошло за счет большего сокращения торговли электроэнергией между странами постсоветского пространства.

Таким образом, на постсоветском пространстве наблюдается постоянное снижение объемов торговли электроэнергией, а значит, и уровня электроэнергетической интеграции. При этом существенно ограничивается взаимовыгодная реализация системных эффектов взаимодействия национальных ЭЭС.

Экономическая оценка системных эффектов, реализующихся при взаимодействии национальных ЭЭС на постсоветском пространстве. В результате взаимных обменов электроэнергией на постсоветском пространстве, рассмотренных выше, реализуются некоторые системные эффекты объединения национальных ЭЭС стран бывшего СССР. Данные эффекты в определенной степени характеризуют уровень интеграции ЭЭС рассматриваемых стран. Анализ системных эффектов, реализующихся на постсоветском пространстве, был выполнен авторами в работах [8; 25]. Однако он был проведен на качественном уровне без получения каких-либо количественных оценок. Ниже приведены примеры реализации системных эффектов на постсоветском пространстве, для которых были найдены и(или) рассчитаны численные, в том числе экономические, оценки. Очевидно, что они не характеризуют ситуацию в целом, а лишь дают представление о величине отдельных эффектов.

Как уже отмечалось, Беларусь снижает расходы на приобретение топлива, требуемого для выработки электроэнергии, посредством увеличения ее импорта из России и других близлежащих стран постсоветского пространства. В результате минимизируются тарифы на электроэнергию для белорусских потребителей, чем достигается реализация режимного эффекта. По оценкам авторов (с использованием информации источника [26]), в 2009 г. экономический эффект Беларуси за счет импорта электроэнергии из России, Украины, Литвы и Латвии составил более 5 млрд. руб. Эффект был определен как разность затрат на производство электроэнергии в Беларуси и ее импорт. Этот эффект, как показывают расчеты, трансформировался в снижение стоимости электроэнергии для белорусских по-

требителей примерно на 5,5%. В 2010 г. эффект импорта, по расчетам авторов, составил около 4 млрд. руб.² При этом стоимость электроэнергии для белорусских потребителей оценочно снизилась более чем на 4%. Снижение эффекта в 2010 г. произошло вследствие того, что из-за недоговоренностей по цене между сторонами и несоблюдения платежной дисциплины импорт Беларуси электроэнергии из России практически сократился в 100 раз, составив только 30,3 млн. кВт·ч вместо 2,9 млрд. кВт·ч в 2009 г. [25].

В свою очередь экономический эффект России от экспорта электроэнергии в Беларусь в 2009 г., по оценкам авторов, превысил 1,6 млрд. руб. При расчете эффекта учитывались доходы от экспорта и затраты на покупку соответствующего объема электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности в России, а также затраты на ее транспорт по электрическим сетям до границы с Беларусью [27; 28]. В 2010 г. этот эффект был незначителен – около 19 млн. руб. – в связи с тем, что как указывалось выше, поставки из России в Беларусь в этом году снизились практически на два порядка.

Обмен мощностями между Объединенными энергосистемами (ОЭС) Сибири и Урала через сети АО «KEGOC» (Казахстан) традиционно осуществляется в следующем режиме: в часы вечернего максимума происходит выдача мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Урала (и через нее в европейскую часть России), в часы ночного минимума в европейской части России в ОЭС Сибири осуществляется прием мощности из ОЭС Урала. Это позволяет реализовать режимный эффект регулирования суточного графика нагрузки в европейской части России, используя для обмена перетоками между двумя российскими регионами электрические сети Северного Казахстана. Казахстан при этом получает экономический эффект вследствие предоставления транзита России. Так, в 2010 г. этот эффект составил около 840 млн. руб. [29].

Потенциальные системные мощностные эффекты, которые могут быть достигнуты в настоящее время при кооперации национальных ЭЭС на постсоветском пространстве. По состоянию на 2009 г. были выполнены оценки мощностного эффекта объединения национальных ЭЭС стран бывшего СССР, обусловленного разновременностью наступления и различием конфигурации суточных и годовых максимумов и графиков нагрузки. При этом в условиях ограниченности имеющихся исходных данных использовался подход, предусматривавший:

- совмещение годовых графиков месячных максимумов нагрузки национальных ЭЭС и определение совмещенного годового максимума;
- для месяца этого максимума совмещение суточных графиков нагрузки национальных ЭЭС и определение уточненного совмещенного годового максимума нагрузки. Уточнение необходимо вследствие того, что месячные максимумы нагрузки не учитывают ее суточного изменения и различное время наступления суточных максимумов в разных национальных ЭЭС вследствие разницы часовых поясов.

Следует отметить, что установленные мощности электростанций выбираются по годовому максимуму нагрузки, всегда превышая его. Это превышение в основном обусловлено требованием резервирования мощностей, а также некоторыми другими причинами, в частности, необходимостью дублирования негарантированных мощностей (возобновляемых источников энергии), наличием так называемых «разрывов» мощности. При выполнении перспективных энергобалансовых расчетов за величину резервов обычно принимается доля максимума нагрузки. Поэтому изменение максимума нагрузки приводит и к изменению потребности в установленной мощности.

² Оценки экономического эффекта, полученного в 2009 и 2010 гг., рассчитаны в текущих ценах.

Зная совмещенный годовой максимум нагрузки всего энергообъединения, годовые максимумы нагрузки всех национальных ЭЭС, а также оперируя принятым коэффициентом резервирования (в данном случае он принимался равным 20%), определяется мощностной эффект как разность установленных мощностей (включающих рабочие и резервные) при изолированной и совместной работе национальных ЭЭС.

Конфигурации годовых и суточных графиков нагрузки на рис. 1 и 2 [см., напр. 23, 30, 31] дают наглядное представление об их особенностях и различиях по странам³.

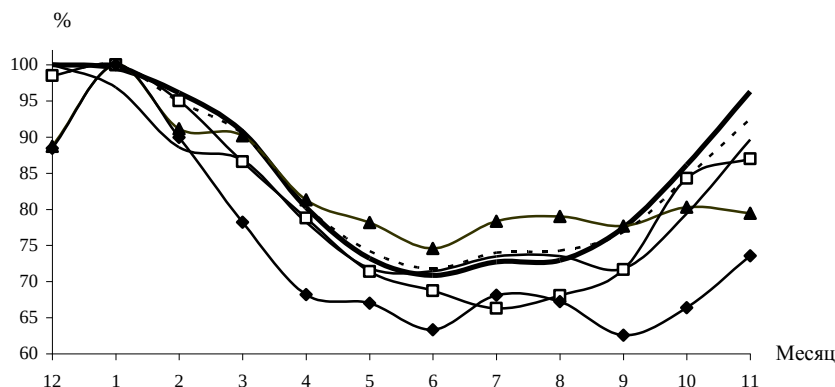


Рис. 1. Конфигурация годовых графиков нагрузки ЭЭС стран бывшего СССР (2009 г.):
 — Россия; —▲— Б.М.У.*; —□— Балтия**; — страны ЦА***;
 —◆— Закавказье****; ---- совмещенный

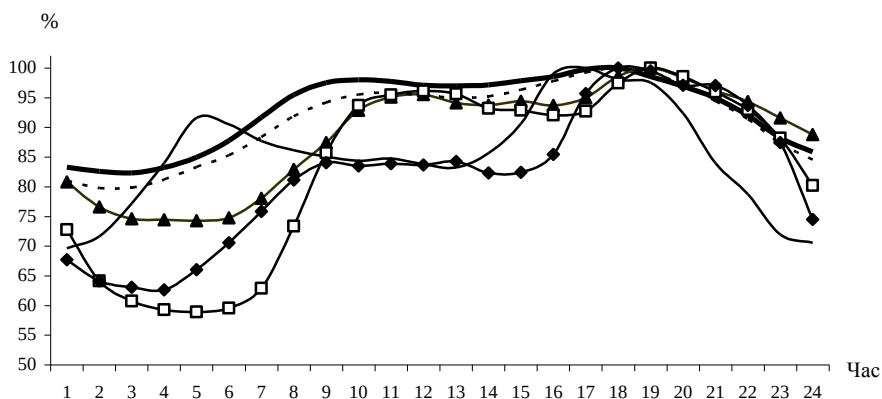


Рис. 2. Конфигурация суточных графиков нагрузки ЭЭС стран бывшего СССР на день прохождения совмещенного максимума нагрузки (январь 2009 г.)
 — Россия; —▲— Б.М.У.*; —□— Балтия**; — страны ЦА***;
 —◆— Закавказье****; ---- совмещенный

Так, во всех странах имеет место «провал» нагрузки в течение летних месяцев. Вместе с тем он в меньшей степени выражен в Беларуси, Молдове, Украине и странах Центральной Азии (ЦА). Суточные графики различаются по часам наступления максимумов

³ Пояснение к рис. 1, 2.

Расчеты выполнены в относительных единицах.

Приняты следующие обозначения регионов: * Беларусь, Молдова, Украина; ** Латвия, Литва, Эстония; *** Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан; **** Азербайджан, Армения, Грузия.

нагрузки, их продолжительности, глубине «провалов». Объединение и годовых, и суточных графиков позволяет получить более равномерный результирующий график.

Совмещенный максимум нагрузки межгосударственного энергообъединения стран бывшего СССР (см. рис. 1) приходится на январь. Графики приведены к единому московскому времени посредством универсального скоординированного времени (coordinated universal time – UTC) [32].

Результаты расчетов мощностного эффекта совмещения графиков нагрузки сведены в табл. 4. Они показывают, что снижение совмещенного максимума энергообъединения стран бывшего СССР по сравнению с суммой максимумов отдельных национальных ЭЭС привело к получению мощностного эффекта, превышающего 4 ГВт.

Обращает внимание, что полученный мощностной эффект существенно ниже того, который имел место в ЕЭС СССР [16, 33]. Это объясняется тем, что в ЕЭС учитывались эффекты, реализуемые как внутри республик, так и при объединении их энергосистем. Здесь же реализация эффектов внутри стран (бывших союзных республик) не рассматривается. Учитываются только те эффекты, которые могут возникнуть в результате межгосударственной электроэнергетической кооперации.

Для расчета экономических оценок полученного мощностного эффекта были приняты исходные данные работы [34]. Определялся суммарный экономический эффект, (как произведение удельных капиталовложений на величину мощностного эффекта), а также эффект, приведенный к годовой размерности. Переход от суммарной оценки к годовой осуществлялся умножением первой на коэффициент возврата капитала CRF [35]. Для расчета этого коэффициента принимались: ставка дисконтирования в размере 15 %, а срок возврата капитала – равным 15 годам, что соответствует значениям, рекомендуемым нормативными документами по рынку мощности [36]. Результаты расчетов показали, что экономический эквивалент мощностного эффекта весьма высок (табл. 4).

Реализация мощностных эффектов требует соответствующего развития электросетевой инфраструктуры, а получаемые при этом экономические эффекты примерно в 2 раза превышают затраты [33]. Исходя из сказанного, определены чистые экономические эффекты.

Таблица 4

Оценка мощностного системного эффекта*

Показатель	2009 г.	2030 г.	2030 г. (сдвиг максимума нагрузки стран ЦА на лето)
Мощностной эффект, МВт	4085	6400	10150
Суммарный экономический эффект, в ценах 2010 г.**, млрд. руб.	135,6/67,8***	212/106	336,8/168,4
Годовой экономический эффект, млрд. руб./год	23,2/11,6	36,6/18,3	57,6/28,8

* Расчеты авторов.

** В ценах 2009 г для оценки мощностного системного эффекта 2009 г.

*** Общий эффект/Чистый эффект.

Следует отметить, что оценка мощностного эффекта для настоящего времени является несколько условной, поскольку мощности для электроснабжения потребителей национальных ЭЭС в условиях ограниченной межгосударственной электроэнергетической интеграции имеются. Однако учитывая изношенность основных фондов в электроэнергетике, в недалекой перспективе эти мощности потребуют замены (как и электросетевая инфраструктура), и в случае более тесной интеграции на постсоветском пространстве и реализа-

ции рассмотренных эффектов, такая замена потребует меньшего объема мощностей и инвестиций (на величины, указанные в табл. 4).

Системные мощностные эффекты объединения национальных ЭЭС на постсоветском пространстве на перспективу до 2030 г. Оценка системных мощностных эффектов на перспективу до 2030 г. проводилась таким же образом, как описано выше. При этом конфигурация графиков нагрузки (см. рис. 1 и 2) принималась неизменной, а рост электропотребления и максимумов нагрузок задавался согласно национальным директивным документам по развитию электроэнергетики, указанным выше.

Согласно данным табл. 4, в 2030 г. мощностной эффект составит 6,4 ГВт, что выше оценки текущего потенциального эффекта более чем в полтора раза. Учет затрат на реализацию указанных эффектов снижает их экономические оценки в 2 раза (приведены в знаменателе). Тем не менее они остаются весьма значительными.

Дополнительно был рассмотрен вариант, когда максимум нагрузки в странах ЦА, включая Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан, в ходе социально-экономического развития (в частности, развития кондиционирования) к 2030 г. смещается на летний период. Это произошло в Японии в 1960-е годы XX в., в Южной Корее – в 1980-е и Северном Китае – в начале 2000-х годов [37]. Объединение энергосистем с зимним и летним максимумами нагрузки дает значительные интеграционные эффекты в виде экономии генерирующих мощностей и затрат на их строительство и эксплуатацию. Поэтому указанное смещение максимума нагрузки приведет к тому, что при объединении национальных ЭЭС стран юга ЦА и ЭЭС Северного Казахстана, а также России (где имеет место зимний максимум нагрузки) возникнут значительные системные эффекты.

Следует отметить, что в настоящее время максимум электрической нагрузки в регионе ЦА в целом приходится на зиму, а расход воды на ирригацию требуется в летний период. Это приводит к противоречию интересов энергетических и сельскохозяйственных водопользователей, а с учетом того, что они находятся преимущественно в разных странах, и к межгосударственной конфронтации. Смещение же максимума электрической нагрузки на лето приведет к согласованию расхода гидроресурсов для целей электроэнергетики и ирригации в регионе ЦА, поскольку максимальное их использование обеими отраслями будет приходиться только на летний сезон.

В соответствии с указанным предположением экспертно были скорректированы годовые графики электрической нагрузки указанных стран (рис. 3).

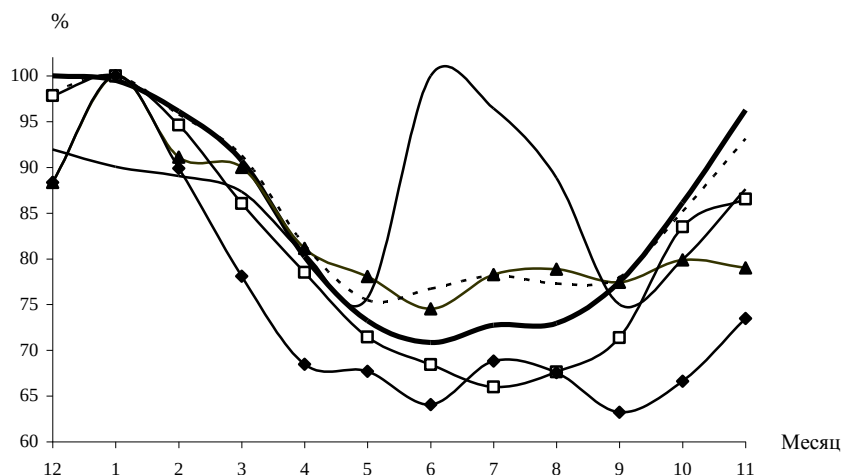


Рис. 3. Конфигурация годовых графиков нагрузки ЭЭС стран бывшего СССР (при смещении годового максимума нагрузки в южных регионах ЦА на лето, 2030 г.)

— Россия; —▲— Б.М.У.*; —□— Балтия**; — страны ЦА***;
—◆— Закавказье****; ----- совмещенный

Их сравнение с аналогичными графиками с традиционным зимним максимумом нагрузки (см. рис. 1) показывает существенное различие в конфигурации.

При условии смещения годового максимума нагрузки в указанных выше странах ЦА на лето эффект и его экономический эквивалент существенно возросли (см. табл. 4). Необходимо отметить, что достижение мощностных системных эффектов требует тесной координации действий отдельных стран, в том числе согласования политики развития их электроэнергетических комплексов.

* * *

Таким образом, вышеизложенное позволяет сделать следующие выводы о потенциале электроэнергетической интеграции стран постсоветского пространства.

1. На постсоветском пространстве сосуществуют национальные электроэнергетические комплексы, различающиеся (в десятки раз) по уровню установленной мощности электростанций, а также по структуре генерирующих мощностей. Это предопределяет кооперацию национальных ЭЭС и ее дальнейшее развитие.

2. Экспортно-импортные обмены электроэнергией между странами бывшего СССР последовательно снижались в течение всего постсоветского периода. Причем, если для выработки и потребления электроэнергии характерна тенденция к восстановлению докризисного уровня, то для экспортно-импортных обменов – устойчивая тенденция ко все более глубокому снижению. В настоящее время оно составляет 82% по экспорту и 80% по импорту от уровня 1990 г.

3. В перспективе до 2020 г. в странах бывшего СССР ожидается рост электропотребления более чем на четверть, а генерирующей мощности – на 20% к уровню 2010 г. При этом лидирующую роль сохранит российский электроэнергетический комплекс. Общая структура установленных мощностей на постсоветском пространстве не претерпит кардинальных изменений по сравнению с текущей ситуацией. Разработка совместных энергетических стратегий, программ и схем развития ЭЭС странами бывшего СССР позволит сформировать предпосылки для реализации системных эффектов взаимодействия национальных ЭЭС в перспективе.

4. В результате взаимных обменов электроэнергией реализуются некоторые системные эффекты объединения национальных ЭЭС стран бывшего СССР. Они в определенной степени характеризуют текущий уровень интеграции ЭЭС рассматриваемых стран. Потенциальный мощностной системный эффект электроэнергетической кооперации стран бывшего СССР в настоящее время превышает 4 ГВт. Его чистый суммарный экономический эквивалент приближается к 68 млрд. руб., а ежегодный составляет около 12 млрд. руб./год.

5. К 2030 г. мощностной системный эффект электроэнергетической кооперации на постсоветском пространстве составит почти 6,4 ГВт, ежегодный чистый экономический эффект превысит 18 млрд. руб./год. При условии смещения годового максимума нагрузки в странах ЦА на лето мощностной эффект существенно возрастает, составляя более 10 ГВт. При этом происходит согласование расхода гидроресурсов для целей электроэнергетики и ирригации, что снимает острое противоречие между энергетическими и сельскохозяйственными водопользователями и в конечном счете снижает уровень межгосударственной конфронтации в регионе.

6. Отказ от электроэнергетической кооперации или снижение ее уровня приводит к росту затрат на функционирование и развитие национальных ЭЭС и экономик стран постсоветского пространства.

Литература

1. Анализ итогов деятельности электроэнергетики за 2011 год, прогноз на 2012 год. Экспресс-доклад. М: Министерство энергетики РФ, 2012. URL: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/d6f/d6fb1b2ad5fa7be6db40215f7bc3e5b6.pdf>
2. Итоги работы за 2010 год и задачи на 2011 год. Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2011. URL: http://energystrategy.by/upload/content/Itogi_2010_2011_e_1.pdf
3. Годовой отчет за 2010 год. Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности. 2011. URL: <http://www.korem.kz/files/otch2010.zip>
4. Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. Київ: Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України, 7 червня 2012 р. м. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/doccatalog/document?id=222032>
5. Annual Report 2010. Tbilisi, Georgia: Georgian State Electrosystem Ltd. 2011. URL Режим доступа: http://www.gse.com.ge/1download/Annual_Report_2010_Web_Format.pdf
6. Электроэнергетика Таджикистана – настоящее и будущее. Executive Workshop On Best Practices In Electricity Transmission & Distribution. March 21 to March 23, New Delhi, India. United States Energy Association. URL: http://www.usea.org/Programs/EUPP/SouthCentralAsiaTDWorkshop/DAY3PRESENTATIONS-DISTRIBUTION/4_-_OAXK_Барки_Тоҷик.pdf
7. Statistical Yearbook Brussels, Belgium: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) 2011.
8. Волкова Е.Д., Захаров А.А., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Электроэнергетическая кооперация на постсоветском пространстве // Евразийская экономическая интеграция. 2011. № 3 (12).
9. Мре.kmu.gov.ua (2012) Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України, 7 червня 2012 р. м. Київ. <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/doccatalog/document?id=222032>
10. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, Минэнерго России. Москва, 2011. http://www.e-apbe.ru/5years/pb_2012_2030/index.php
11. Development strategy of power industry of Turkmenistan. National Workshop. Central Asia Regional Economic Cooperation. Ashgabat. May. 2012. <http://www.carecprogram.org/uploads/events/2012/TKM-National-Workshop/TKM-Development-Strategy-of-Power-Industry.pdf>
12. ENTSO-E System Adequacy Forecast 2011 - 2025 (Database: 15.02.2011) European Network of Tran System Operators for Electricity. 2011. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/SOAF/SO_AF_2011_-_2025_.zip
13. АБР – ТА 7558 - Центральное-Азиатское региональное экономическое сотрудничество: Генеральный план регионального сотрудничества в секторе энергетики. 2nd Draft Final Report 2-й Проект Заключительного отчета. Asian Development Bank, Fichtner GmbH&Co. KG. 2012.
14. National Development Plan of the Energy Sector until 2020. Ministry of Economic Affairs and Communications. Estonia. Tallinn. 2012. http://www.mkm.ee/public/ENMAK_EN.pdf
15. Выступление министра индустрии и новых технологий РК А. Искежиева на заседании Правительства по концепции развития электроэнергетики до 2030 г. 13.03.2012. http://ru.government.kz/docs/po_energetike_do_2030_g.rar
16. Ершечев В.В., Антипенко Ю.Л. Эффективность функционирования Единой электроэнергетической системы на территории бывшего СССР // Известия РАН. Энергетика. 1993. № 1.
17. Мишук Е.С., Коротков В.А. Электроэнергетика Содружества Независимых Государств. Состояние, проблемы и перспективы развития // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2005. Т. 56. № 4. http://elektro.elektrozavod.ru/pdf/2005_4.pdf
18. <http://www.stat.kz>
19. <http://www.azstat.org>
20. <http://www.stat.kg>
21. <http://www.belstat.gov.by>
22. <http://www.armstat.am>
23. <http://www.gks.ru>
24. <http://energocis.org>
25. Абсаметова А., Волкова Е., Захаров А. и др. Интеграционные процессы в электроэнергетическом секторе государств – участников Евразийского банка развития. Отраслевой обзор № 15. Евразийский банк развития. Алматы. 2012.
26. Как Беларусь экспортирует электроэнергию дешевле себестоимости. 2011. <http://belanews.ru/2011/06/17/18117/>
27. Итоги работы оптового рынка электроэнергии и мощности в 2009 году. Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью. 2010. http://www.np-sr.ru/idc/idcplg?IdcService=GET_FILE&dDocName=SR_0V006726&RevisionSelectionMethod=LatestReleased
28. Казаченков А. (2010) Итоги деятельности 2009 года. Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы. 2010. <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/kazachenkov.pdf>
29. КЕГОС получил доход в 4 млрд тенге за транзит российской электроэнергии в 2010 году. <http://www.newskaz.ru/economy/20110112/1043317-print.html>
30. Интернет-сайт Системного оператора Единой электроэнергетической системы России. Доступно на: www.so-ups.ru
31. Georgian State Electrosystem Ltd. Available at: <http://www.gse.com.ge>
32. LEGAL TIME 2011. Annex to ITU OB No. 975 of 1.III.2011. International Telecommunication Union. 2011. http://www.itu.int/dms_pub/itu-t/opb/sp/T-SP-LT.1-2011-PDF-E.pdf
33. Волькенану И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981.
34. Приложение № 46 к программе «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года». Министерство энергетики РФ, 2012. <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/34c/34c45e296821c7f4ae166b0a81ce6ca9.pdf>
35. Austin M., Lovell D., Ayyub B. Engineering Economics Tutorial. Institute for Systems Research. 1998. <http://www.isr.umd.edu/~austin/ence202.d/economics.html>
37. Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. №238. Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода. 2010. www.rg.ru/pril/39/89/98/238.doc
37. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. Новосибирск: Наука, 2008.

