

СТРУКТУРА И ТЕНДЕНЦИИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ РОССИИ

АВТОРЫ:

МАКОКЛЮЕВ Б. И.,
Д. Т. Н.
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Колебания потребления электроэнергии в энергосистемах (ЭС) происходят под влиянием различных факторов, которые можно разделить на две группы: регулярные (детерминированные) и нерегулярные (случайные). Свое название первая группа факторов получила вследствие того, что их изменение можно предсказать с определенной точностью. К ним относятся устойчивые производственные

и астрофизические циклы (смена дня и ночи), а также сезонные изменения метеорологических факторов. Соответственно, под их воздействием происходят регулярные колебания электропотребления – суточная, недельная, сезонная цикличности нагрузок, а также устойчивые многолетние изменения (тенденции) потребления – межгодовой прирост (падение), плавное изменение структуры потребления.



Электропотребление в зоне деятельности ОАО «Свердловэнергобыт» на оптовом и розничном рынках в 2011 году составило 17 144,8 млн кВт·ч

Факторы из второй группы определяют нерегулярные колебания, отклонения изменений нагрузки от цикличности и устойчивых тенденций. К ним относятся резкие изменения погодных условий, общественные явления, телевизионные передачи, внеплановые отключения крупных потребителей и т. п. [1].

В состав ЕЭС России входит семь ОЭС и более 60 региональных энергосистем. Энергосистемы сформированы по географическому принципу и существенно различаются по величине и структуре потребления. Структура электропотребления ЕЭС России по территориям объединенных энергетических систем (ОЭС) представлена на диаграмме (рис. 1). Основная нагрузка (около 70%) приходится на ОЭС Урала, Центра и Сибири (среднее потребление соответственно 29, 25 и 23 ГВт).

Первое место по энергопотреблению занимает **ОЭС Урала** (рис. 2), которая включает в себя девять региональных энергосистем. Отличительной особенностью ОЭС Урала является большая доля высокомагнетронного блочного оборудования электростанций (69% от установленной мощности), которое позволяет ежедневно изменять суммарную нагрузку электростанций в диапазоне от 5000 до 7000 МВт. Эти возможности используются для регулирования частоты в ЕЭС, а также позволяют обходиться без каких-либо системных нарушений при вечернем спаде (скорость до 1200 МВт·ч) и утрен-

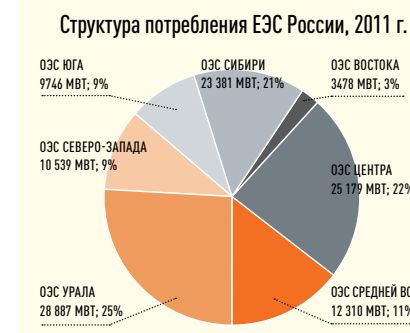


Рис. 1



Рис. 2

нем росте (скорость до 1400 МВт·ч) электропотребления, вызванных высокой долей промышленного электропотребления на Урале.

Самая крупная ЭС Урала – «Тюменьэнерго» – является второй в стране по величине электропотребления после «Мосэнерго» (среднее потребление в 2011 г. составило около 9,8 ГВт). Далее следуют примерно равные по уровню потребления «Свердловэнерго» (5,2 ГВт), «Челябэнерго» (4,1 ГВт), «Башкирэнерго» (2,8 ГВт), «Пермэнерго» (2,7 ГВт).

В ОЭС Центра входят 15 энергосистем. К ней примыкают энергообъединения Северо-Запада, Средней Волги, Урала и Северного Кавказа, а также энергосистемы Украины и Беларуси. Особенностью этой ОЭС является самая высокая в ЕЭС удельная доля атомных электростанций в структуре генерирующей мощности, большое количество развитых узлов электропотребления, связанных с предприятиями черной металлургии, а также крупных промышленных центров (Московский, Вологодско-Череповецкий, Белгородский, Липецкий). В составе ОЭС Центра находится крупнейшая в стране энергосистема «Мосэнерго», которая является безусловным лидером по всем показателям потребления (около 12 ГВт) и по своим объемам генерации и потребления даже превосходит некоторые ОЭС. Далее по уровню потребления

следуют «Смоленскэнерго», «Вологдаэнерго», «Белгородэнерго», «Воронежэнерго», «Липецкэнерго», «Тулаэнерго» с потреблением от 1,1 до 1,8 ГВт соответственно. Объемы потребления остальных регионов существенно ниже. В 2011 г. суммарное годовое потребление электроэнергии в ОЭС Центра составило 223,7 млрд кВт·ч, что на 0,83% выше уровня 2010 г.

В состав **ОЭС Сибири** входит 10 энергосистем (рис. 3), весьма различных по своей потребляемой мощности – от третьей по уровню потребления в России после «Мосэнерго» и «Тюменьэнерго» энергосистемы «Иркутскэнерго» (6 ГВт) до «Томскэнерго» (1 ГВт). Достаточно крупными являются такие сибирские ЭС, как «Красноярскэнерго» (4,9 ГВт), «Кузбассэнерго» (3,8 ГВт), «Новосибирскэнерго» (1,6 ГВт).

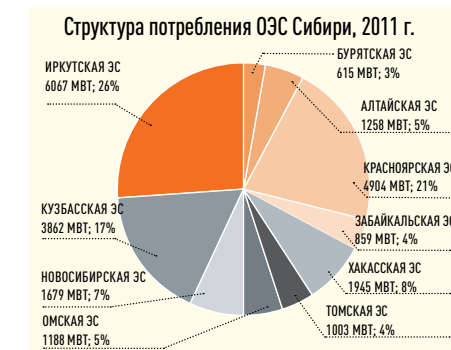


Рис. 3

Особенности режима работы ОЭС Сибири определяет уникальная структура генерирующей мощности, более 50% которой составляют ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. Сибирские гидроэлектростанции производят почти 10% объема выработки всех электростанций ЕЭС России. В 2011 г. суммарное годовое потребление электроэнергии в ОЭС Сибири было на 1,61% ниже уровня 2010 г. и составило 205 млрд кВт·ч [1, 2].

Следующую группу ОЭС, примерно равных по потребляемой мощности, образуют ОЭС Северо-Запада (10,5 ГВт), Средней Волги (12,3 ГВт) и Юга (9,8 ГВт).

В состав **ОЭС Северо-Запада** входит семь энергосистем, среди которых выделяется энергосистема мегаполиса – «Ленэнерго» (около 5 ГВт). ОЭС Северо-Запада обеспечивает синхронную параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами стран Балтии и Беларуси, несинхронную параллельную работу (через конвертер) с энергосистемой Финляндии и обеспечивает значительный экспорт электроэнергии в Скандинавские страны. В структуре генерации большую долю составляют электростанции, работающие в базовом режиме. Это мощные атомные и тепловые станции, которые производят около 90% суммарной выработки ОЭС. Суммарное годовое потребление электроэнергии в 2011 г. в ОЭС

Северо-Запада было на 0,13% ниже уровня предыдущего года и составило 92,6 млрд кВт·ч [1, 2].

ОЭС Средней Волги располагается в центральной части России и граничит с энергообъединениями Центра и Урала, а также с энергосистемой Казахстана. На долю ГЭС Волжско-Камского каскада приходится примерно 25% установленной мощности данной ОЭС, или 15% суммарной установленной мощности всех гидроэлектростанций ЕЭС России, что позволяет использовать эти мощности для регулирования частоты в ЕЭС и поддержания в заданных пределах величины транзитных перетоков с ОЭС Центра, Урала и Сибири. В ОЭС Средней Волги входит девять довольно различных по уровню потребления энергосистем, наиболее мощными из которых являются «Татэнерго» (около 3 ГВт) и «Самараэнерго» (2,7 ГВт). Самой малой мощностью обладают входящие в эту ОЭС энергосистемы «Мариэнерго»

и «Мордовэнерго» (по 0,4 ГВт). Потребление электроэнергии в 2011 г. в ОЭС Средней Волги было на 2,87% выше уровня 2010 г. и составило 108 млрд кВт·ч [1, 2].

ОЭС Юга обеспечивает параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами Украины, Азербайджана и Грузии. Объединение занимает первое место в ЕЭС по доле коммунально-бытовой нагрузки в структуре электропотребления, что приводит к резким скачкам потребления при колебаниях температуры. В ОЭС Юга шесть энергосистем – от таких достаточно мощных, как «Кубаньэнерго» (2,5 ГВт), «Ростовэнерго» (2 ГВт), «Волгоградэнерго» (2,2 ГВт) до небольших по мощности «Астраханьэнерго» и «Дагэнерго» (0,5–0,6 ГВт). В 2011 г. суммарное годовое потребление электроэнергии в ОЭС Юга составило 85,7 млрд кВт·ч, что на 4,0% больше потребления за аналогичный период 2010 г. [1, 2].

ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ СРЕДНЕЙ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ МОЩНОСТИ ЕЭС РОССИИ И ОЭС В 2009–2011 ГГ.

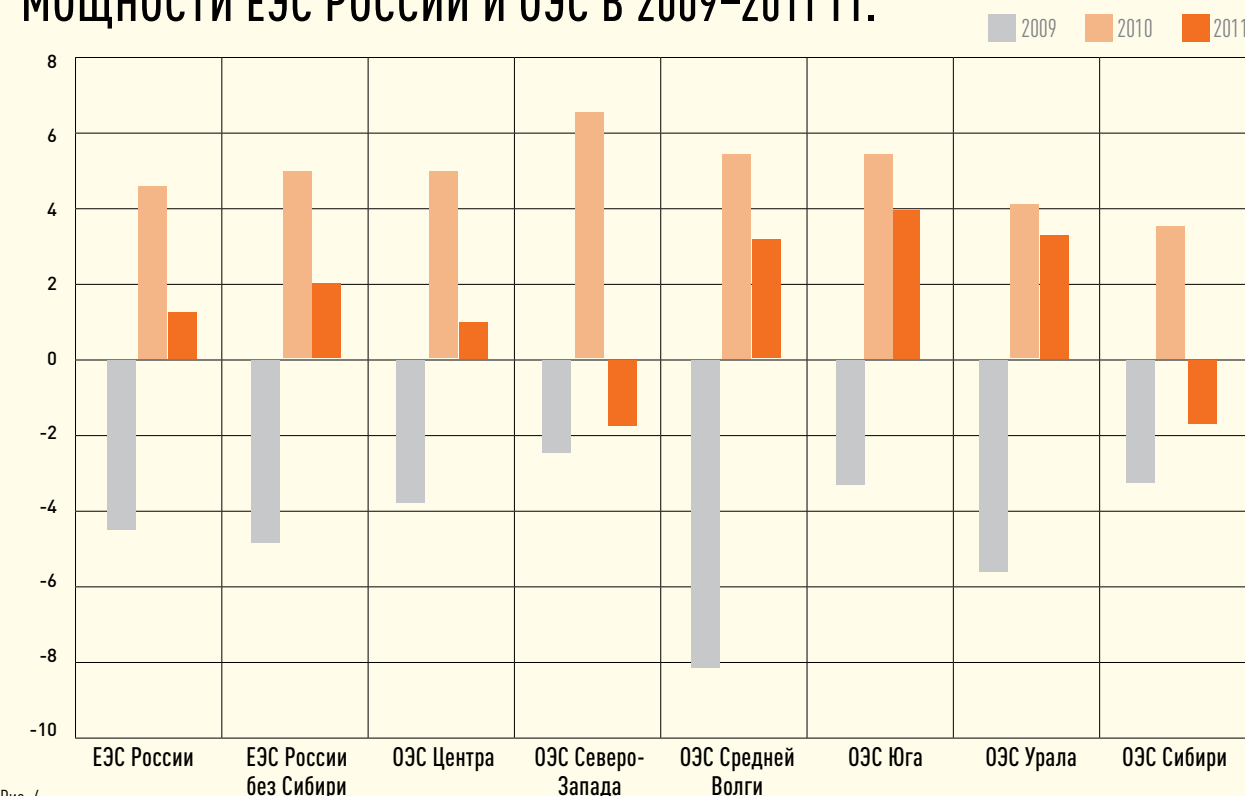


Рис. 4

СРЕДНЕЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И КОЭФФИЦИЕНТЫ,

характеризующие среднесуточные колебания энергопотребления в различных ОЭС и ЕЭС России в целом (зимний период 2009–2011 гг.)

Энергообъединения	Рабочие дни			Выходные дни		
	P_{cp}	$K_{зап}$	$K_{нер}$	P_{cp}	$K_{зап}$	$K_{нер}$
ЕЭС России	124 080	0,924	0,813	118 321	0,917	0,833
ОЭС Центра	28 988	0,888	0,718	27 096	0,877	0,750
ОЭС Северо-Запада	12 240	0,911	0,770	11 649	0,902	0,794
ОЭС Средней Волги	13 771	0,904	0,761	12 809	0,894	0,792
ОЭС Юга	10 552	0,860	0,719	10 055	0,847	0,733
ОЭС Урала	31 193	0,940	0,857	30 144	0,935	0,874
ОЭС Сибири	27 336	0,938	0,863	26 568	0,934	0,871

Таблица 1

В состав **ОЭС Востока** входят Амурская, Приморская и Хабаровская ЭС, а также Южно-Якутский энергорайон Якутской ЭС. Энергосистемы объединены межсистемными линиями электропередачи 500 и 220 кВ, имеют единый режим работы. ОЭС Востока эксплуатируется изолированно от ЕЭС России. Всего на территории Дальнего Востока и Крайнего Севера действует 10 энергосистем. В структуре генерирующих мощностей ОЭС преобладают тепловые электростанции (более 70% от установленной мощности), имеющие ограниченный диапазон регулирования. Основные районы потребления сосредоточены на юго-востоке ОЭС, генерирующие источники – в северо-западной части территории. В регионе одна из самых высоких в ЕЭС доля

коммунально-бытовой нагрузки. Суммарное годовое потребление электроэнергии в 2011 г. в ОЭС Востока было на 1,97% выше уровня предыдущего года и составило 30,5 млрд кВт·ч [1, 2].

Структура электропотребления (состав потребителей) определяет характер суточных, сезонных и недельных колебаний потребления [1, 3]. Для характеристики суточной неравномерности электропотребления используются коэффициент заполнения $K_{зап}$ – отношение среднего значения потребления P_{cp} к максимальному P_{max} и коэффициент неравномерности $K_{нер}$ – отношение минимального значения потребления P_{min} к максимальному P_{max} . Значения этих коэффициентов и среднего энергопотребления

за период (зима 2009–2011 гг.) для различных ОЭС представлены в таблице 1.

По степени неравномерности суточных графиков электропотребления ОЭС можно условно разделить на три группы:

- незначительная неравномерность ($K_{нер} > 0,80$) – ОЭС Урала, Сибири;
- средняя неравномерность ($0,75 < K_{нер} < 0,80$) – ОЭС Северо-Запада, Средней Волги;
- значительная неравномерность ($K_{нер} < 0,75$) – ОЭС Центра, Юга.

В ОЭС первой группы существенную часть нагрузки составляют промыш-

ЗНАЧЕНИЯ МАКСИМУМОВ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ МОЩНОСТИ ЭС «МОСЭНЕРГО» (1990–2012 ГГ.)

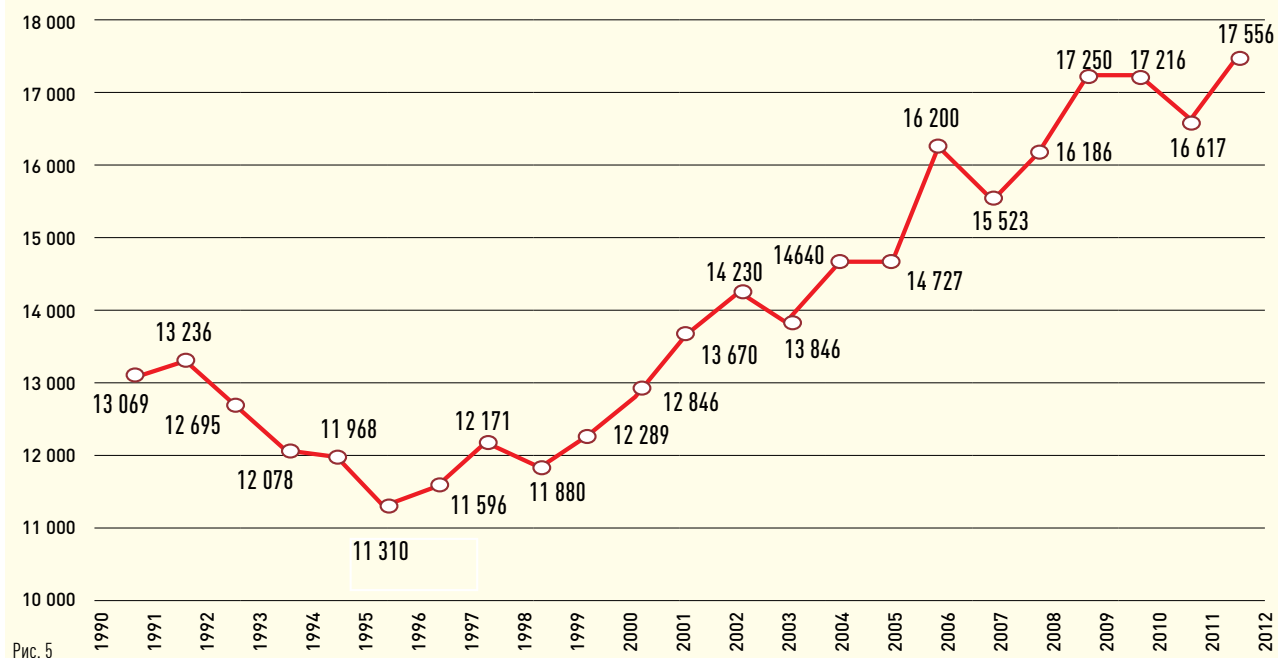


Рис. 5

ленные потребители, что обуславливает большую равномерность электропотребления. Амплитуда суточных и недельных колебаний в ОЭС Центра существенно выше, чем в уральской энергосистеме вследствие более высокой доли коммунально-бытовой нагрузки.

Сезонные циклы энергопотребления различных ОЭС различаются характерной формой графиков, амплитудой колебаний, временем наступления максимумов и минимумов и в значительной степени определяются структурой потребления. Примерно одинакова амплитуда сезонных колебаний в ОЭС, расположенных в европейской части: Центра, Северо-Запада, Юга и Средней Волги. Незначительны сезонные колебания в ОЭС Урала и Сибири. Наиболее существенной является амплитуда сезонных колебаний в ОЭС Востока.

Колебания потребления в большой степени зависят от метеофакторов, прежде всего температуры и освещенности [4, 5]. Метеофакторы определяют основные сезонные и суточные циклы потребления. Особенно велико влияние метеофакторов в регионах с высокой долей непромышленной нагрузки – в ОЭС Юга, Центра и Средней Волги, поскольку именно они наиболее подвержены влиянию климатических факторов. Зависимость электропотребления от колебаний температуры отмечается уже в летний период, более того, в некоторых южных энергосистемах сезонные колебания имеют свои особенности. Так, электропотребление «Кубаньэнерго» имеет существенный локальный летний максимум, для которого характерна тенденция к увеличению, а значение потребления в августе 2010 г. уже стало абсолютным годовым максимумом.

Рост летней нагрузки в южных ЭС и некоторых энергосистемах Центра начинается уже при повышении температуры более 20 °С, что обусловлено дополнительной нагрузкой от приборов кондиционирования воздуха.

Локальные максимумы в летний период наблюдаются в других европейских энергосистемах, а также в ЭЭС в целом, где небольшое повышение нагрузки отмечалось в июле и августе 2010 и 2011 гг.

Летнее повышение нагрузки отрицательно сказывается на ремонтной кампании сетевого и станционного оборудования, которая в основном проводится в летний период.

В целом можно выделить следующие длительные тенденции потребления:

- рост (снижение – в кризисные годы) электропотребления;
- увеличение доли непромышленной нагрузки;
- увеличение сезонной неравномерности нагрузки в течение года;
- увеличение доли потребления в выходные дни в недельном потреблении;
- изменение характера суточной неравномерности, относительное снижение утреннего и рост вечернего максимума потребления;
- рост зависимости потребления от метеорологических факторов, обусловленный увеличением уровня непромышленной нагрузки.

Для всех регионов отмечается падение потребления в кризисный 2009 г., существенный рост в 2010 г. и замедленный – в 2011 г. (рис. 4). Относительно более высокий рост потребления в течение 2011 г. можно наблюдать в ОЭС Юга, ОЭС Урала и ОЭС Средней Волги, в ОЭС Северо-Запада и Сибири было отмечено снижение потребления. В ОЭС Центра прирост был незначительный, так же как и во всей ЭЭС России. В целом в 2011 г. отмечается замедление темпов роста энергопотребления.

Более длительные тенденции колебаний потребления рассмотрим на примере одной из самых крупных ЭС России – «Мосэнерго». За последние 15 лет значения максимума мощности этой энергосистемы существенно выросли, однако этот рост замедлился в последние годы [4, 5]. В 2012 г. отмечен абсолютный максимум электрической мощности – 17 556 МВт (рис. 5).

Одной из характерных тенденций последних лет является изменение

Сравнение структуры полезного отпуска электроэнергии в г. Москве в 1985 г. (а) и 2004 г. (б)

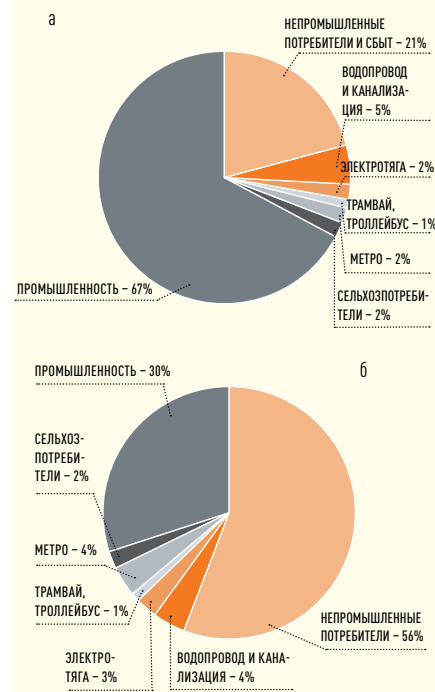


Рис. 6

структуры потребления, которое легко можно проследить на примере динамики изменения структуры полезного отпуска электроэнергии в Москве за 20 лет (рис. 6).

Из приведенных диаграмм отчетливо видно, что структурные изменения в общем электропотреблении в основном связаны с двумя ведущими группами – промышленностью и непромышленными потребителями (население и коммерческие структуры). Соотношение доли этих групп в потреблении изменилось весьма существенно, очень сильно возросла доля непромышленной нагрузки. Изменения в других секторах потребления незначительны.

ВЫВОДЫ

Суточная, недельная и сезонная неравномерности потребления определяются структурой нагрузки

(соотношением промышленной и непромышленной нагрузки) и колебаниями метеофакторов. В энергосистемах с высокой долей коммунально-бытовой нагрузки эти неравномерности более существенны.

Для всех регионов и всей ЭЭС России в целом отмечается падение потребления в кризисный 2009 г., существенный рост в 2010 г. и замедленный в 2011 г.

В структуре потребления энергосистем происходят значительные изменения – снижается доля промышленной нагрузки, увеличивается нагрузка непромышленных потребителей, что приводит к увеличению сезонной неравномерности нагрузки в течение года, относительному увеличению потребления в выходные дни и росту вечернего максимума.

Поскольку непромышленная нагрузка более подвержена влиянию климатических факторов, происходит увеличение зависимости потребления от метеорологических факторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Макоклюев Б. И. Анализ и планирование электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с. Интернет-сайт ОАО «СО ЭЭС»: so-ups.ru.
2. Макоклюев Б. И., Кондиус А. В. Структура и тенденции энергопотребления энергосистем Сибирского региона // Энергорынок, 2009, № 10.
3. Макоклюев Б. И., Павликов В. С., Фефелова Г. И., Владимиров А. И. Динамика и тенденции электропотребления Московского региона // Энергетик, 2007, № 6.
4. Макоклюев Б. И., Павликов В. С., Владимиров А. И., Фефелова Г. И. Влияние колебаний метеорологических факторов на электропотребление // Электрические станции, 2002, № 1.