

ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ НАГРУЗКУ ТЭС В ЮЖНОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОКРУГЕ НА ПРИМЕРЕ НОВОЧЕРКАССКОЙ ГРЭС

© 2021 г. Н. В. Федорова*

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова,
ул. Просвещения, д. 132, г. Новочеркасск, Ростовская обл., 346428 Россия*

**e-mail: fedorovanv61@rambler.ru*

Поступила в редакцию 10.06.2020 г.

После доработки 06.07.2020 г.

Принята к публикации 26.08.2020 г.

Проведено статистическое исследование годового графика электрической нагрузки Новочеркасской ГРЭС в период 2009–2018 гг. Рассмотрено влияние на электрическую нагрузку погодноклиматических факторов: продолжительности светового дня, температуры наружного воздуха, силы ветра. Рассчитаны климатические составляющие электрической нагрузки Новочеркасской ГРЭС и показано, что за исследуемый период дополнительная осветительная нагрузка, связанная с продолжительностью светового дня в Ростовской области, составляла до 35.4%, сезонная нагревательная нагрузка – до 11.3%, сезонная охладительная нагрузка – до 20.2% постоянной нагрузки. Показано, что в Ростовской области основную нагревательную нагрузку несут системы централизованного и индивидуального теплоснабжения, а электронагревательные приборы используются при недостаточной маневренности централизованного теплоснабжения. Отопительная составляющая электрической нагрузки зависит не только от температуры наружного воздуха, но и от скорости ветра. Представлена формула для расчета расхода тепла в системе отопления с учетом температуры воздуха и скорости ветра, полученная с применением методов нечеткой логики. Отмечено, что высокая скорость ветра усугубляет негативный температурный фактор, приводит к необходимости включать дополнительные климатические приборы и, тем самым, к увеличению электрической нагрузки. Выявлено принципиальное изменение формы годового графика электрической нагрузки за исследуемый период: появление летнего максимума нагрузки, высота пика которого по средним показателям приближалась к зимнему, а в отдельные годы и превосходила его, что связано как с изменением климата в районе расположения станции, так и с появлением нового вида электрооборудования – климатических охладительных установок. Максимальное месячное электропотребление охладительных установок в 1.8 раза больше максимального месячного электропотребления нагревательных установок и в 1.7 раза меньше максимального дополнительного месячного электропотребления осветительных установок. Максимумы электропотребления по каждому виду оборудования приходятся на разные месяцы года. Данное изменение является устойчивой тенденцией, которую необходимо учитывать, в частности, при планировании ремонтных работ на станции.

Ключевые слова: годовой график электрической нагрузки ТЭС, статистическое исследование, погодноклиматические факторы, прогнозирование электрической и тепловой нагрузки, методы нечеткой логики, расчет климатических составляющих электрической нагрузки

DOI: 10.1134/S0040363621030036

Поскольку в настоящее время не разработаны технические устройства, позволяющие хранить и оперативно предоставлять большие объемы электрической энергии, то производство электроэнергии определяется ее текущим потреблением. Объем выработанной и потребленной электрической энергии изменяется циклически, что отражается в графиках электрической нагрузки [1–3]. На потребление электроэнергии влияют сезонные изменения погодных условий, промышленный потенциал региона, численность населения и другие факторы. В данной работе представлены результаты исследования зависимости годового

графика электрической нагрузки Новочеркасской ГРЭС (НЧГРЭС) от погодноклиматических условий в период с 2009 по 2018 г.

КЛАССИФИКАЦИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

Графики электрической нагрузки разрабатываются для обеспечения надежного и экономичного электроснабжения потребителей и могут быть классифицированы по следующим показателям:

назначению (эксплуатационные, проектные, модельные);

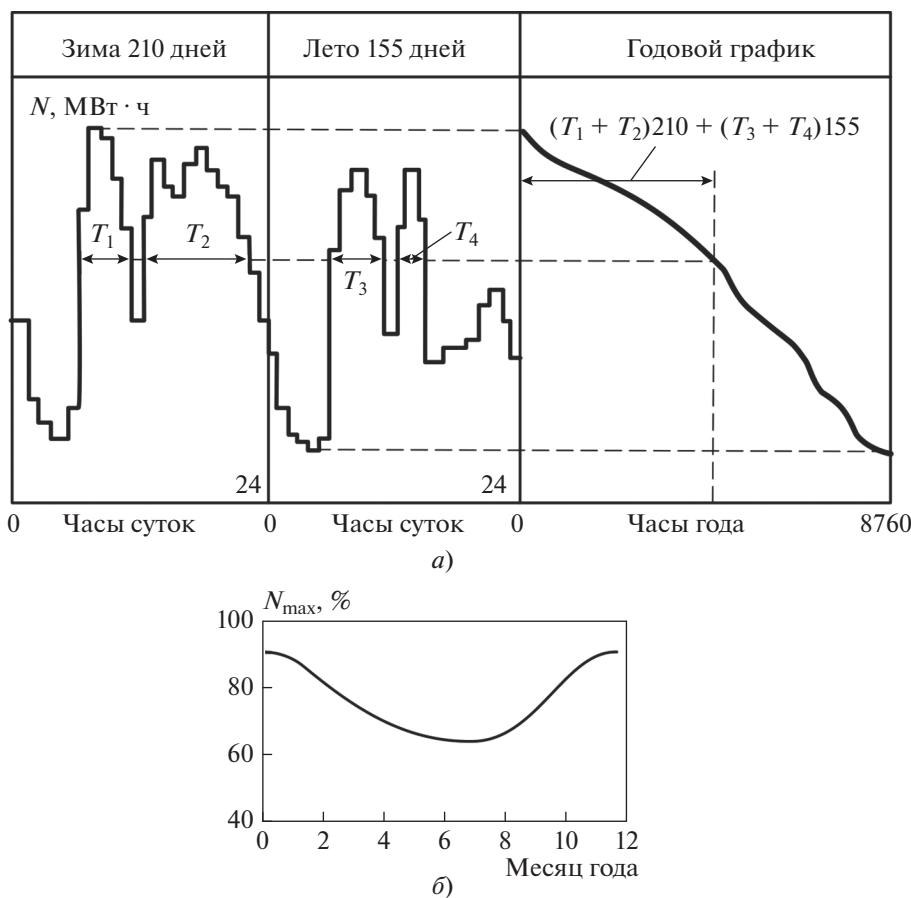


Рис. 1. График продолжительности электрической нагрузки N (а) и изменение ее максимального значения в течение года (б).
 T_1 – T_4 – характерные временные интервалы [1]

охватываемому временному интервалу (сутки рабочие/нерабочие, неделя, месяц летний/зимний, сезон, год, несколько лет);

типу потребителя (промышленное предприятие с одно-двух-трехсменным режимом работы, офис, бытовая нагрузка, транспорт, сельское хозяйство, туризм, иное);

региону потребителя;

типу генерирующего энергетического предприятия (ТЭС/ГЭС/АЭС/иное, работа в базовой/полупиковой/пиковой части графика нагрузок, работа в составе энергосистемы с различными видами генерации);

характеристикам нагрузки (учет только электрической нагрузки, отдельный/совместный учет электрической и тепловой нагрузок);

форме представления результатов (с разверткой по часам суток или по часам использования заданной мощности, с отображением максимальных, средних или удельных значений, с отображением нагрузки в единицах мощности или в процентах максимального значения).

На рис. 1 даны примеры годовых графиков электрических нагрузок. Графики вида, представленного на рис. 1, а [1], применяются для определения потребностей в генерирующей мощности и топливе, планирования структуры генерирующей мощности. Графики вида, приведенного на рис. 1, б, удобны для планирования ремонтных работ. Форма такого графика до недавнего времени считалась характерной для России как страны, расположенной в довольно высоких широтах северного полушария: зимний максимум нагрузки (вследствие осветительной и отопительной составляющих) и летний минимум (более долгая календарная весна и короткая осень). Ремонтные работы с отключением оборудования на несколько месяцев планировались на весенне-летний период. Суточные и недельные графики нагрузки применяются в оперативном управлении.

ХАРАКТЕРИСТИКА НОВОЧЕРКАССКОЙ ГРЭС И РАЙОНА ЕЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ

Новочеркасская ГРЭС расположена в пос. Донской Ростовской области в 53 км на северо-восток

от г. Ростов-на-Дону. Установленная электрическая мощность станции составляет 2258 МВт, установленная тепловая мощность — 70 МВт. Эта ГРЭС входит в состав ПАО ОГК-2 и является одним из основных источников генерации электроэнергии в Ростовской области, обеспечивая ее наиболее промышленно развитую юго-западную часть. В качестве основных видов топлива на электростанции используются уголь марки АШ Донецкого угольного бассейна, кузнецкий уголь и природный газ. Резервное и растопочное топливо — газ, мазут [4]. Сезонные ограничения по мощности отсутствуют.

На начало XXI в. климат в зоне расположения электростанции считался умеренно континентальным. Воздушные потоки, поступающие с востока и запада, формировали прохладный климат зимой и жаркий летом без резких и значительных колебаний температур. Географическая широта позволяла получать большое количество тепла и солнечной энергии [5].

Численность населения области на 1 января 2020 г. по данным Росстата [6] составляла чуть менее 4.2 млн чел., из них 68.2% проживало в городах. Плотность населения — 41.58 чел./км².

В последние годы в районе расположения станции происходят климатические изменения [5]: лето становится более жарким, дневные температуры 30–35°C и выше держатся в течение июля-августа, а в некоторые годы — с мая по сентябрь. В то же время в зимние месяцы температура может опускаться до –25°C и также держаться в течение довольно длительного времени, периоды межсезонья (климатическая, некалендарная весна и осень) могут быть очень короткими (до одной-двух недель). В феврале и ранней весной дуют ветры скоростью 5 м/с и более, осенью могут быть затяжные дожди. Наблюдается значительный разброс климатических показателей как в течение года, так и в одном месяце разных лет. Для создания комфортных условий пребывания в помещениях люди пользуются климатическими электроприборами — нагревателями, кондиционерами, сплит-системами, что отражается на электрической нагрузке электростанций региона. По данным сайта [7], на охлаждение приходится до 20%, на нагрев — до 47% общих затрат электроэнергии в жилых, офисных и административных зданиях.

РЕЗУЛЬТАТЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ГОДОВОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ НЧГРЭС ЗА ПЕРИОД 2009–2018 гг.

В исследовании использовались стандартные статистические методы [8] — определение минимальной, максимальной и средней (среднее арифметическое) электрической нагрузки (произведен-

ной мощности) по месяцам и сезонам, разброс показателей в процентном выражении от среднего значения (амплитуда и среднеквадратичное отклонение), определение линий тренда и коэффициентов корреляции нагрузки с такими параметрами, как продолжительность светового дня, температура наружного воздуха, скорость ветра.

Погрешности расчетов обусловлены погрешностями исходных данных, вычислительными погрешностями, неоднородностью климатических показателей в пределах Ростовской области, влиянием не учтенных в расчетах факторов (суммарная мощность электрических климатических установок и количество электроэнергии, отпускаемой НЧГРЭС за пределы Ростовской области).

Данные по нагрузке НЧГРЭС использовали с шестью-семью значащими цифрами и с погрешностью около 0.1%. Вычислительная погрешность составляет 1% (две значащие цифры). Неоднородность климатических показателей [9–11] в период максимальных по модулю температур (летом и зимой) менее 5%. В целом погрешность представлена в работе результатов оценена в 5–6%.

На рис. 2, 3 приведены графики изменения выработки электроэнергии НЧГРЭС по месяцам в период 2009–2018 гг., а в таблице — результаты статистической обработки полученных данных.

Черной линией на рис. 2 показана динамика изменения средних значений выработки по месяцам. Наличие максимума выработки в январе можно объяснить малой продолжительностью светового дня и низкими температурами наружного воздуха в это время года, которые ведут к росту потребления электроэнергии. Обращает на себя внимание наличие максимума в июле — он связан с высокими температурами наружного воздуха и электропотреблением охладительного климатического оборудования. Минимальная выработка электроэнергии приходится на май–июнь. Эти месяцы можно рекомендовать для планирования ремонтных работ на отдельных блоках электростанции, начало же работ длительностью 2–3 мес и более лучше смещать на март–апрель. Капитальные ремонтные работы продолжительностью более 3 мес потребуют замещения генерации электроэнергии другими электростанциями.

За 10 лет, прошедших с 2009 по 2018 г., наблюдается незначительная тенденция сокращения выработки энергии НЧГРЭС, что может быть обусловлено различными причинами:

износом оборудования станции и снижением ее возможностей производства электроэнергии;

уменьшением потребности в электроэнергии в связи с климатическими изменениями за указанные годы;

развитием в регионе альтернативной энергетики;

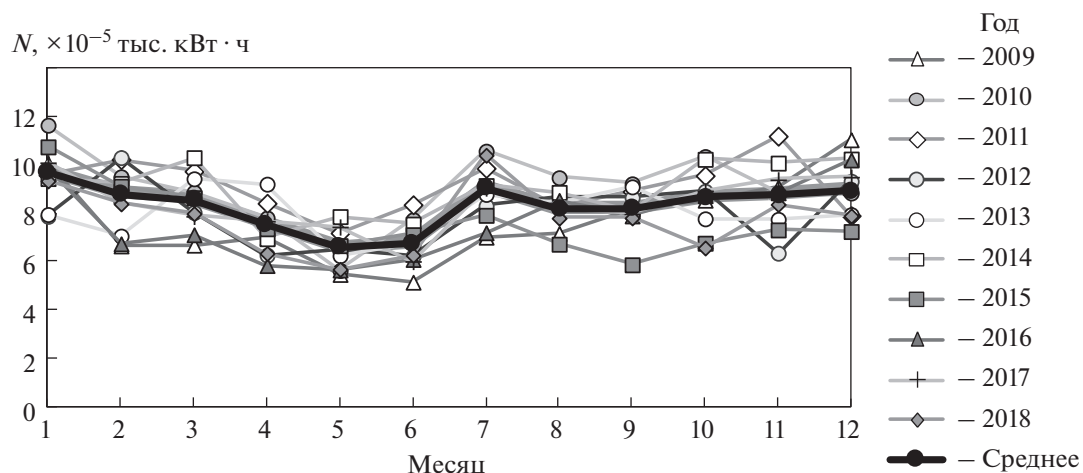


Рис. 2. Годовой цикл выработки электроэнергии N на НчГРЭС по месяцам (с января по декабрь) в 2009–2018 гг.

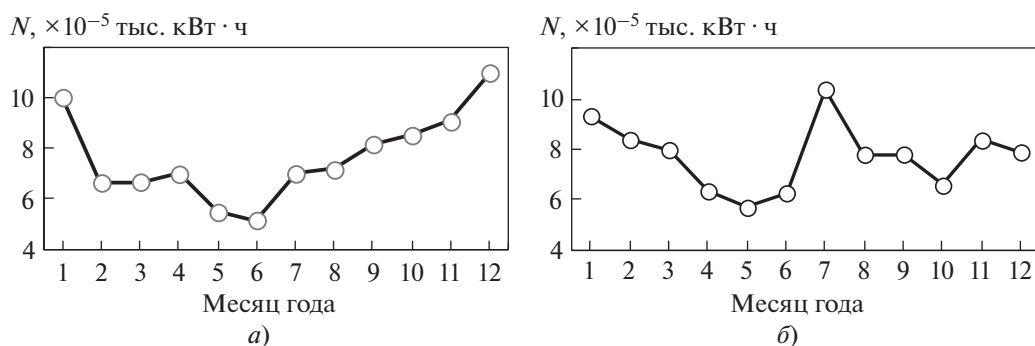


Рис. 3. Годовой график нагрузки N НчГРЭС в 2009 г. (а) и 2018 г. (б)

Результаты статистической обработки данных по выработке электроэнергии НчГРЭС по месяцам за 2009–2018 гг., тыс. кВт·ч

Месяц	Выработка электроэнергии				
	минимальная	максимальная	среднее арифметическое значение	амплитуда, %	среднеквадратичное отклонение, %
Январь	787820	1162359	967404	38.72	35.46
Февраль	666363	1029192	873856	41.52	41.16
Март	669456	1029031	854347	42.09	37.41
Апрель	628232	920134	747602	39.05	35.98
Май	549194	786850	661970	35.90	38.35
Июнь	517335	835496	672436	47.32	43.01
Июль	702299	1055718	900587	39.24	36.33
Август	673431	946601	818194	33.39	29.12
Сентябрь	588800	921568	817776	40.69	34.85
Октябрь	657858	1033625	865407	43.42	44.63
Ноябрь	636447	1117277	877407	54.80	47.51
Декабрь	725611	1102578	894035	42.16	39.95

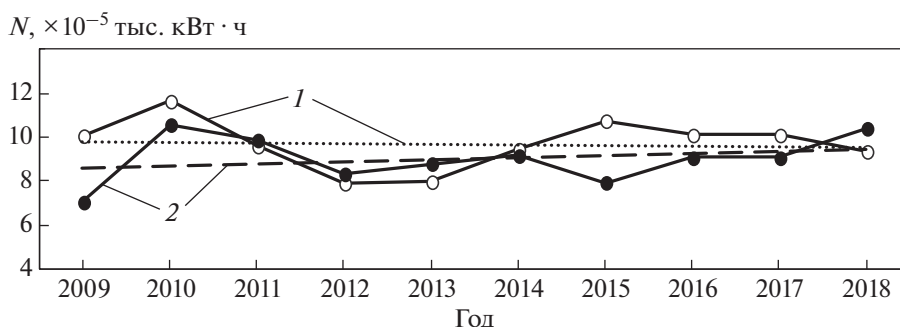


Рис. 4. Выработка электроэнергии N НЧГРЭС в январе (1) и июле (2) в 2009–2018 гг. Пунктирная и штриховая линии – линейные регрессии

ростом производства электроэнергии на установках промышленных предприятий;

развитием индивидуального газового отопления в современных многоквартирных домах, что снижает потребность в электронагревательных приборах.

По рис. 3 прослеживается принципиальное различие графиков нагрузки НЧГРЭС в 2009 и 2018 гг.: если в 2009 г. имелись летний минимум и зимний максимум подобно рис. 1, б, то в 2018 г. отчетливо видны два максимума – летний и зимний и два минимума – весенний и осенний, причем летний максимум, с учетом данных таблицы, превосходит зимний примерно на 7.5%.

Из таблицы также следует, что за рассматриваемый период наибольшая средняя выработка приходится на январь (967404 тыс. кВт), наименьшая – на май (661970 тыс. кВт). Разброс значений выработки по годам в фиксированном месяце значительный – по амплитуде колебаний от 33.39% (в августе) до 54.80% (в ноябре); по среднеквадратичному отклонению от 29.12% (в августе) до 47.51% (в ноябре) по отношению к средней выработке за соответствующий месяц. Значит, оборудование станции должно обеспечивать возможность регулирования нагрузки в таком широком диапазоне.

На рис. 4 сопоставлена выработка электроэнергии для января и июля за 2009–2018 гг. Видно, что в 2011–2013 и 2018 гг. июльская выработка превосходила январскую, а в 2009–2010 и 2014–2017 гг. была несколько ниже. При этом линейная регрессия январской нагрузки имеет практически нулевой тренд (незначительно убывает), а июльская в среднем растет.

Исследование динамики изменения нагрузки по сезонам 2009–2018 гг. показало, что с учетом прослеживающихся тенденций в порядке убывания потребности в электроэнергии сезоны распределились следующим образом: зима–осень–лето–весна. При этом для зимы и особенно для осени наблюдается тренд на снижение нагрузки, для вес-

ны и лета – в среднем тренд близкий к нулевому. Летняя потребность в электроэнергии больше весенней с учетом работы охладительного климатического оборудования.

На рис. 5 приведены выборки исследуемого периода по месяцам, для которых тенденция выражена наиболее ярко – в мае и июле положительная, в октябре – отрицательная. Показанная динамика свидетельствует о том, что летний максимум нагрузки станет еще более выраженным, а осенний минимум позволит проводить непродолжительные (1–2 мес) ремонтные работы на отдельных энергоблоках станции.

Если выявленная динамика изменения нагрузки сохранится, то планировать ремонтные работы на НЧГРЭС станет рациональнее не на летние месяцы, как это было ранее, а на весенние и, возможно, на раннюю осень. Длительные ремонтные работы потребуют замещения генерации другими электростанциями.

ВЛИЯНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СВЕТОВОГО ДНЯ НА НАГРУЗКУ НЧГРЭС

Выделяют два климатических фактора, оказывающих наибольшее влияние на потребность в электроэнергии. Это уровень естественной освещенности (продолжительность светового дня) и температура наружного воздуха. Для определения продолжительности светового дня в конкретной географической точке существуют таблицы, графики и формулы. На рис. 6 показана взаимосвязь месячной нагрузки НЧГРЭС в 2009–2018 гг. и среднемесячной продолжительности светового дня τ , φ , в г. Новочеркасск [12]. Для наглядности представления результатов использована приведенная средняя месячная нагрузка n_i , которую рассчитывали по формуле

$$n_i = \frac{\sum_{j=2009}^{2018} N_{ij}}{N_{\text{ср}} k_{\text{норм}}}, \quad (1)$$

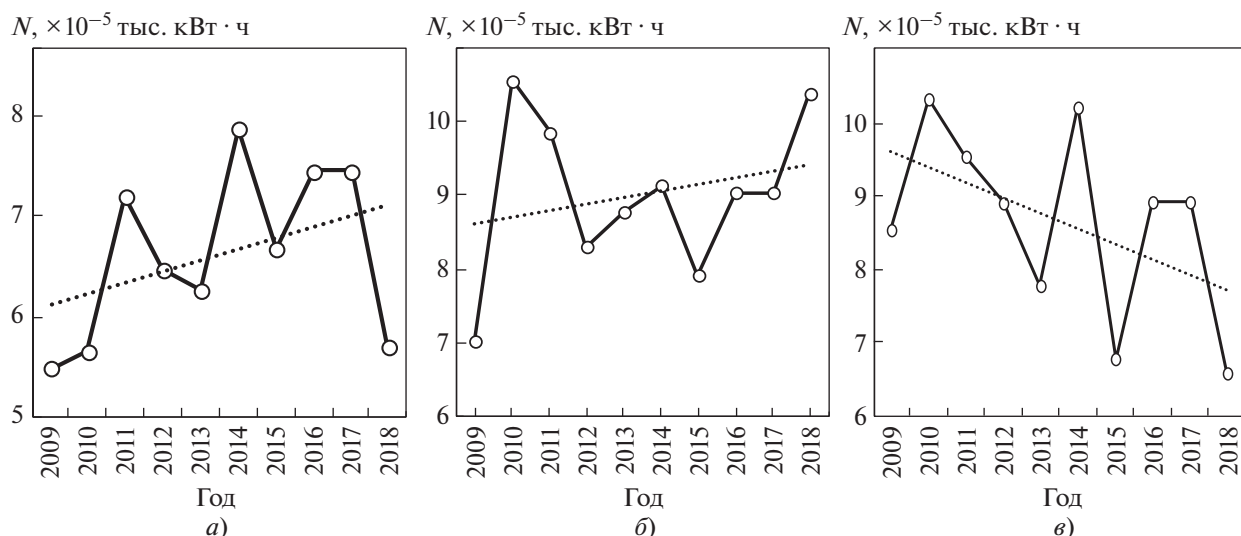


Рис. 5. Выработка электроэнергии N НчГРЭС по месяцам с наиболее выраженным трендом за 2009–2018 гг. а – май; б – июль; в – октябрь. Пунктирная линия – линейная регрессия

где i – номер месяца в году (для января $i = 1$); j – номер года наблюдений (от 2009 до 2018); N_{ij} – нагрузка для соответствующего месяца и года по данным НчГРЭС, кВт · ч; $N_{\text{ср}}$ – средняя месячная на-

грузка за все месяцы и годы наблюдений, кВт · ч; $k_{\text{норм}}$ – нормировочный коэффициент, равный среднему значению числовой характеристики влияющего фактора. В данном случае $k_{\text{норм}} = 12$, что соответствует среднегодовой продолжительности светового дня; по результатам статистической обработки $N_{\text{ср}} = 829\,252$ кВт · ч (см. таблицу).

По рис. 6 видно, что, как и следовало ожидать, корреляция для всех лет отрицательная: чем короче световой день, тем больше осветительная электрическая нагрузка. Все коэффициенты корреляции K по их значениям можно разделить на три группы:

- от -0.69 до -0.83 (высокая зависимость);
- от -0.29 до -0.44 (явная зависимость);
- менее -0.1 (отсутствие зависимости).

Отсутствие зависимости электрической нагрузки от продолжительности светового дня в 2013 г. может быть связано с внутренними и внешними проблемами станции. Наибольший по модулю коэффициент корреляции не достигает значения 0.9. Значит, рассматриваемый фактор не является единственным, определяющим электрическую нагрузку.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА НА НАГРУЗКУ НЧГРЭС

Представляет интерес взаимосвязь выработанной электроэнергии с температурой наружного воздуха в различные месяцы и сезоны. Среднемесячную температуру в районе расположения станции определяли согласно данным [9–11]. Для 2009–2018 гг. с учетом показателей по нагрузке НчГРЭС (см. рис. 2, б) были рассчитаны коэффициенты корреляции между среднемесячной тем-

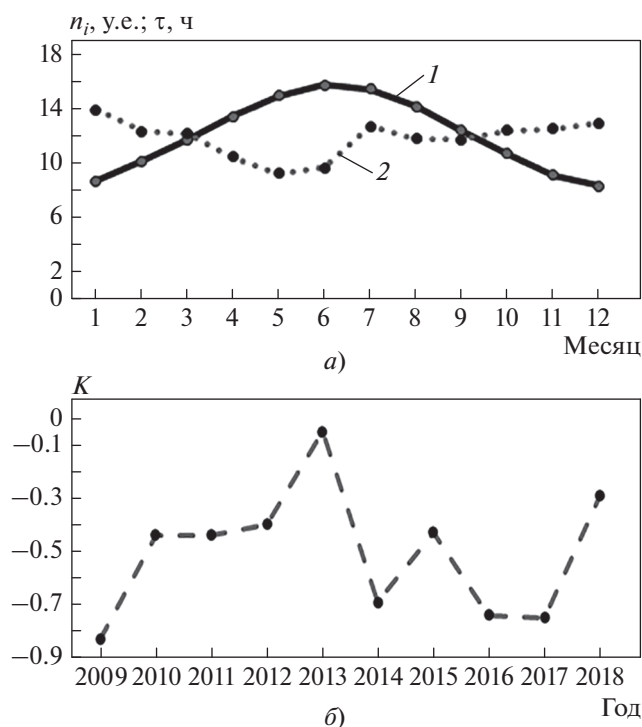


Рис. 6. Зависимость приведенной средней нагрузки НчГРЭС от среднемесячной продолжительности светового дня в г. Новочеркасск в 2009–2018 гг. а – продолжительность светового дня τ (1) и приведенная средняя нагрузка месяца (2); б – коэффициент корреляции нагрузки и продолжительности светового дня, рассчитанный по годам наблюдений

пературой наружного воздуха и суммарной месячной нагрузкой НчГРЭС, представленные на рис. 7. В формуле (1) нормировочный коэффициент $k_{\text{норм}} = 11.6$, что соответствует средней температуре наружного воздуха в г. Новочеркасск за все месяцы 2009–2018 гг.

Согласно рис. 7, коэффициент корреляции для фиксированных месяцев, за исключением июля и августа, отрицательный, т.е. чем выше температура, тем меньше электрическая нагрузка (при низких для комфортного состояния человека температурах). В июле и особенно в августе температура наружного воздуха сильно превосходит комфортную, из-за чего работают охлаждающие климатические установки и поэтому повышение температуры приводит к росту электрической нагрузки. Небольшой отрицательный коэффициент корреляции в июне косвенно связан с самой высокой продолжительностью светового дня в этом месяце и соответствующим снижением осветительной нагрузки. Зависимость между температурой наружного воздуха и нагрузкой более выражена, если рассматривать месяцы одного года, нежели для конкретного месяца в различные годы. Наибольшие по модулю значения у коэффициентов корреляции февраля (–0.87), ноября (–0.53), августа (+0.52). В марте и мае коэффициенты корреляции близки к нулю: температура наружного воздуха в марте довольно низкая, но еще продолжается отопительный сезон, а в мае отопительный сезон уже закончен, но температура наружного воздуха комфортна для человека, колебания температуры в эти месяцы не требуют включения климатического оборудования.

В Ростовской области, согласно региональным нормам, отопительный сезон длится с 25 октября по 7 апреля (или со дня, следующего за днем окончания пятидневного периода, в течение которого среднесуточная температура наружного воздуха была ниже/выше 8°C). Параметры микроклимата в жилом помещении регламентируются соответствующими документами [13, 14], согласно которым допустимая температура в холодное время года должна находиться в пределах $18\text{--}24^{\circ}\text{C}$. В октябре и апреле температура наружного воздуха в среднем ниже комфортной для человека, но выше 8°C , и если центральное отопление не работает или работает недостаточно эффективно, то люди включают электронагревательные приборы. Для всех зимних месяцев характерны большие по модулю отрицательные коэффициенты корреляции, что свидетельствует о недостаточно эффективной работе системы централизованного отопления – либо происходят потери тепла в тепловых сетях, либо теплоснабжающие организации в целях экономии топлива не подают на объекты достаточное для создания нормативных температур количество тепла.

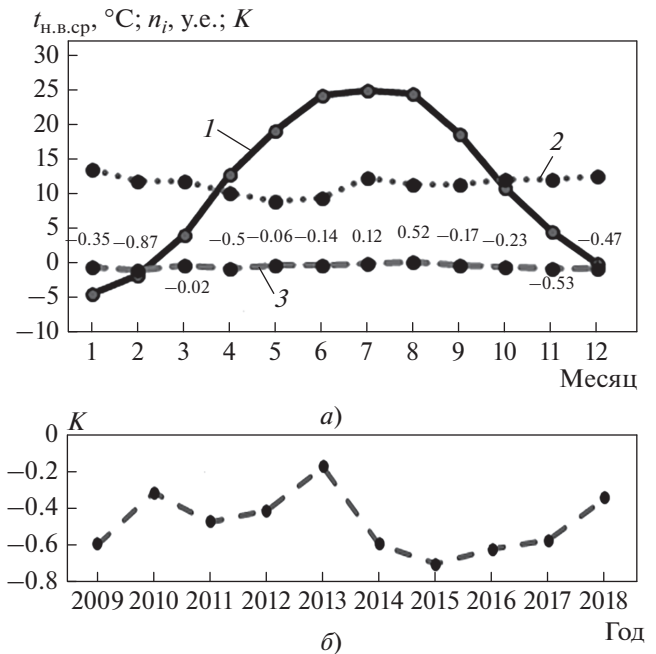


Рис. 7. Зависимость приведенной средней нагрузки НчГРЭС от среднемесячной температуры наружного воздуха в г. Новочеркасск в 2009–2018 гг.

a – средняя температура месяца (1), приведенная средняя нагрузка месяца (2) и коэффициент корреляции нагрузки и температуры по месяцам (3); *б* – коэффициент корреляции нагрузки и температуры наружного воздуха, рассчитанный по годам наблюдений

Для определения влияния централизованного отопления на зависимость электрической нагрузки НчГРЭС от среднемесячной температуры наружного воздуха в г. Новочеркасск были также рассчитаны коэффициенты корреляции отдельно для отопительного (январь–апрель, октябрь–декабрь) и неотопительного (май–сентябрь) периодов. Их результаты представлены на рис. 8.

Согласно рис. 8, зависимости между температурой наружного воздуха и нагрузкой противоположны в отопительный и неотопительный периоды, и из них наиболее выражена указанная зависимость в отопительный период. Среднее значение коэффициента корреляции для отопительного периода равно -0.53 , для неотопительного периода оно составляет $+0.20$. Следовательно, некомфортные пониженные температуры наружного воздуха в отопительный период – это более устойчивый фактор влияния, нежели некомфортные повышенные температуры наружного воздуха в неотопительный период. Разница в модулях значений коэффициентов корреляции отопительного и неотопительного периодов связана также с наличием у населения и потребляющих тепло организаций электронагревательных приборов, количество которых больше, чем число охлаждающих климатических установок. Результаты расчетов для 2013 г.

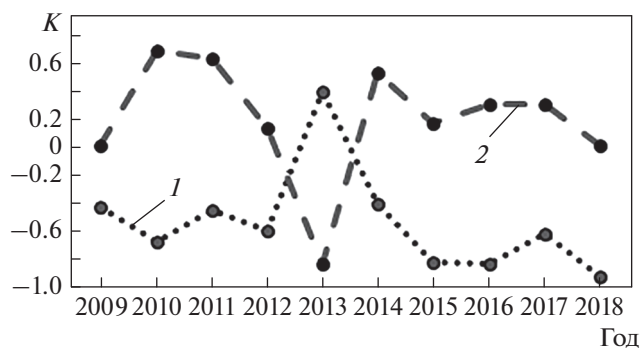


Рис. 8. Коэффициенты корреляции K месячной нагрузки НчГРЭС и температуры наружного воздуха в г. Новочеркасск, рассчитанные по наблюдениям в 2009–2018 гг. для отопительного (1) и неотопительного (2) сезона

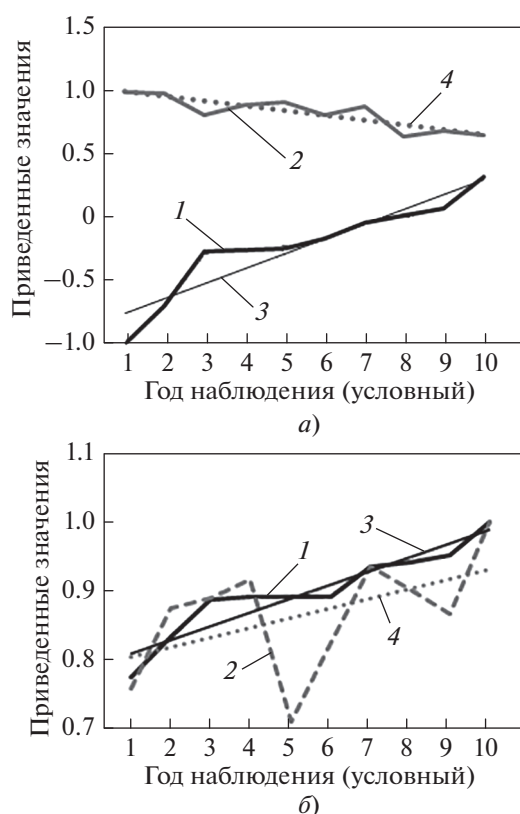


Рис. 9. Приведенные значения температуры (1) и нагрузки НчГРЭС (2) для февраля (а) и августа (б) 2009–2018 гг.

Линейная регрессия температуры (3) и нагрузки (4)

противоречат остальным, но ни температуры наружного воздуха, ни электрическая нагрузка (см. рис. 6, 7) принципиально не отличаются от данных для других лет, что подтверждает наличие не учтенных в расчетах факторов работы НчГРЭС в 2013 г.

Проведенный дополнительный анализ показал, что для отмеченных противоречий в 2013 г., который по своим статистическим показателям отличается от остальных рассмотренных лет, имеются объективные причины:

природные (высокие температуры наружного воздуха и низкое количество осадков привели к маловодью р. Дон);

технические (из-за повышенной температуры циркуляционной воды происходили многократные поломки циркуляционных насосов, что требовало их замены; изменился топливный баланс в сторону минимизации потребления газа и увеличения доли сжигаемого угля, при этом качество угля ухудшилось);

геополитические (необходимость незапланированного отпуска электроэнергии за пределы Ростовской области).

Если исключить 2013 г. из расчета среднего значения коэффициента корреляции, то оно составит -0.64 для отопительного периода и $+0.31$ для неотопительного.

Были также рассчитаны коэффициенты корреляции для расширенного неотопительного периода (апрель–октябрь) и сокращенного отопительного (январь–март, ноябрь–декабрь) за период 2009–2018 гг. и получены в обоих случаях средние коэффициенты корреляции менее 0.1 по модулю, что означает практическое отсутствие зависимости между температурой и электрической нагрузкой по совокупности месяцев. В апреле и октябре зависимость нагрузки от температуры принципиально иная, чем в летние месяцы, и настолько выраженная, что подавляет в расчетах влияние летних месяцев. А в ноябре и декабре интенсивность работы системы централизованного отопления недостаточно учитывает колебания температуры наружного воздуха, которые в результате сказываются на электрической отопительной нагрузке как случайный, несистематический фактор влияния.

На рис. 9 представлена корреляция температуры и электрической нагрузки НчГРЭС для наиболее характерных месяцев – февраля и августа, приведены также результаты расчета линейной регрессии (в виде отрезков прямых) по соответствующим наборам данных. Исходные данные были упорядочены по возрастанию температуры и нормированы: температура – по максимальному модулю температуры, нагрузка – по максимальной нагрузке.

ВЛИЯНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ И СКОРОСТИ ВЕТРА И ДРУГИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА НАГРУЗКУ НчГРЭС

Из всех погодных-климатических факторов в настоящее время в расчетах тепловой нагрузки учитывается только температура наружного воз-

духа, от которой теплопотери зданий зависят в наибольшей степени. Но вторым по значимости и весьма существенным фактором является ветер. Так, согласно данным [15, 16] о влиянии скорости ветра на теплопотери для 16-этажного здания при различных температурах наружного воздуха, расход тепла для заветренного фасада и при отсутствии ветра для большей части отопительного сезона составляет 80–88% расхода тепла наветренным фасадом при расчетной скорости ветра 5 м/с. При такой скорости ветра в холодное время года теплопотери здания в целом увеличиваются на 10%. Для меньших по объему зданий влияние ветра еще более значительно и возрастает при увеличении отношения наружной поверхности здания к его объему.

Покрытие тепловой нагрузки – задача системы централизованного теплоснабжения. При недостаточном покрытии тепловой нагрузки системой централизованного теплоснабжения часть ее ложится на систему электроснабжения. Расчет тепловой нагрузки, которая обеспечит комфортную для людей и требуемую нормативными документами температуру в зданиях, необходимо вести с учетом не только температуры наружного воздуха, но и скорости ветра, влажности воздуха и, возможно, других факторов (облачность, освещенность, ориентация здания по частям света и др.).

Один из способов учета различных факторов при расчете тепловой нагрузки – это использование моделей, построенных с применением методов нечеткой логики [17] и понятия “ощущаемая (действующая, эффективная) температура” [18, 19]. В [18] приведена формула для расчета безразмерной величины P – степени принадлежности нечеткому множеству “Систему отопления включить” в зависимости от температуры наружного воздуха, скорости ветра и влажности воздуха:

$$P_{t, v, w} = \begin{cases} 1, & t \leq 8; \\ P_0(t, V, W), & 8 < t < 15; \\ P_0(15, V, W) \left(1 - \frac{t-15}{3}\right), & 15 \leq t < 18; \\ 0, & t \geq 18, \end{cases}$$

где t – температура, °С; V – скорость ветра, м/с; W – влажность воздуха, %; P_0 , V_0 и W_0 – вспомогательные функции для расчета безразмерных значений:

$$P_0(t, V, W) = \min \left\{ 1; \left[\left(1 - \frac{t-8}{7}\right) + \frac{V_0-2}{17} + \frac{95-W_0}{5} \right] \right\};$$

$$V_0 = \begin{cases} 2, & V \leq 2; \\ V, & 2 < V < 19; \\ 19, & V \geq 19; \end{cases} \quad W_0 = \begin{cases} 90, & W \leq 90; \\ W, & 90 < W < 95; \\ 95, & W \geq 95. \end{cases}$$

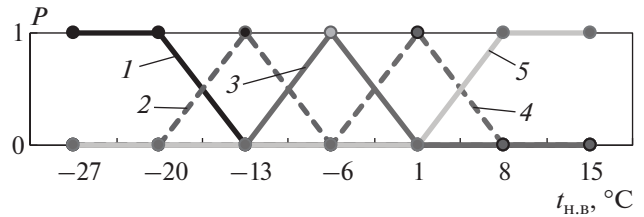


Рис. 10. Функции принадлежности P к нечеткому множеству для различных степеней похолодания: 1 – аномально холодно; 2 – очень холодно; 3 – холодно; 4 – легкий холод; 5 – тепло

Учет именно этой характеристики, а не средней температуры за 5 сут, позволит более объективно оценивать необходимость включения/отключения системы отопления в переходный период.

Расход тепла в системе отопления и, соответственно, выбор режима слабой/средней/сильной тепловой нагрузки также зависят от совокупности параметров наружного воздуха [19]. На рис. 10 представлена градация степеней похолодания в соответствии с температурами +8°С и –20°С, фигурирующими в нормативных документах для Ростовской области.

Расход тепла на единицу отапливаемой площади при температуре +8°С и скорости ветра 0 м/с можно обозначить Q_{\min} , Дж/м², при температуре –20°С и скорости ветра 19 м/с (и более) – Q_{\max} , Дж/м². На рис. 11 представлена градация интенсивности отопления при отсутствии ветра и при сильном ветре (19 м/с и более). Функции принадлежности определены таким образом, чтобы середина температурного интервала, в котором производится регулирование тепловой нагрузки (от 0 до –12°С), соответствовала средней интенсивности отопления. При сильном ветре область средней интенсивности отопления смещается в зону более высоких температур (от +7 до –4°С).

В [19] предлагается формула для расчета прогнозируемого расхода тепла $Q_{\text{прог}}$ в системе отопления с учетом температуры наружного воздуха t и скорости ветра V :

$$Q_{\text{прог } t V} = \frac{Q_0 k_{t_{н.в}} k_{V_{н.в}}}{k_{t_{н.в0}} k_{V_{н.в0}}},$$

где Q_0 – базовый расход тепла на отопление, Дж/м², определенный согласно нормативам или по результатам статистической обработки отчетных данных; $t_{н.в0}$ и $V_{н.в0}$ – базовая температура наружного воздуха, °С, и базовая скорость ветра, м/с, для которых был определен базовый расход тепла; $t_{н.в}$ и $V_{н.в}$ – текущие значения температуры

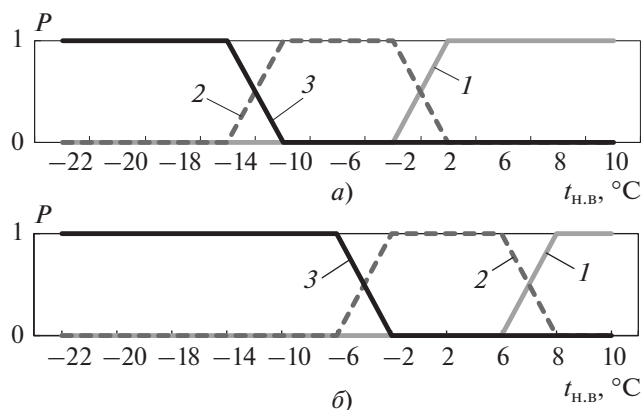


Рис. 11. Функции принадлежности P к нечеткому множеству при отсутствии ветра (а) и сильном ветре (19 м/с и более) (б) для низкой (1), средней (2) и высокой (3) интенсивности отопления

наружного воздуха, °С, и скорости ветра, м/с; $k_{t_{н.в}}$ и $k_{t_{н.в}}$ — базовое и текущее значения температурного коэффициента; $k_{V_{н.в.0}}$ и $k_{V_{н.в}}$ — базовое и текущее значения коэффициента ветра.

Тогда интенсивность работы системы отопления определяется по следующим соотношениям:

$$\begin{aligned} & \text{низкая интенсивность} \\ & (Q_{\text{прог } tV} - Q_{\text{min}}) / (Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}) \leq 0.25; \\ & \text{средняя интенсивность} \\ & 0.25 < (Q_{\text{прог } tV} - Q_{\text{min}}) / (Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}) < 0.75; \\ & \text{высокая интенсивность} \\ & (Q_{\text{прог } tV} - Q_{\text{min}}) / (Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}) \geq 0.75. \end{aligned}$$

При температурах наружного воздуха, комфортных для человека и более низких, высокая скорость ветра понижает ощущаемую температуру, а при температурах выше комфортной — повышает. Таким образом, высокая скорость ветра всегда усугубляет негативный температурный фактор, приводит к необходимости включать дополнительные климатические приборы и вызывает увеличение электрической нагрузки. В Ростове-на-Дону и в Ростовской области в целом преобладает восточный ветер (33%), менее распространены западный и северо-восточный (16%), реже всего дует южный ветер (5%). Северный и северо-восточный ветры в регионе, как правило, имеют высокую скорость и предшествуют понижению температуры. На теплопотери зданий скорость ветра влияет больше, чем его направление. На рис. 12 представлено влияние ветра на нагрузку НчГРЭС в 2011–2018 гг. За основу расчетов взяты данные [11] о количестве в месяце дней со скоростью ветра

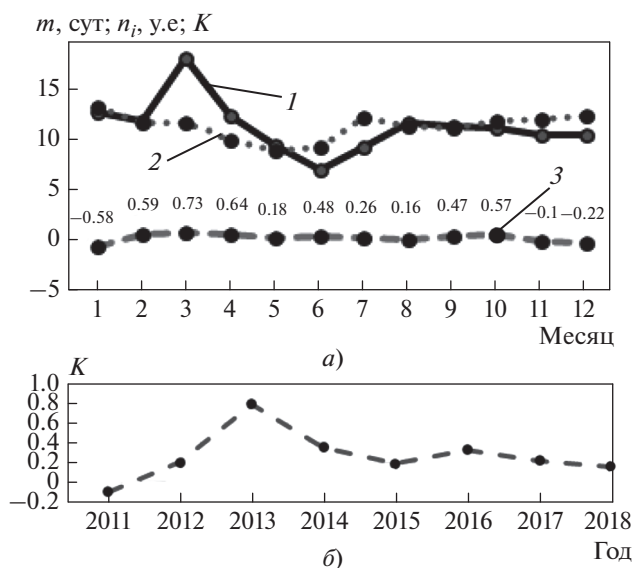


Рис. 12. Зависимость приведенной средней нагрузки НчГРЭС от количества ветреных дней месяца (2011–2018 гг.) в г. Новочеркасск.

а — среднее количество ветреных дней m в месяце (1), приведенная средняя нагрузка месяца (2) и коэффициент корреляции нагрузки и количества ветреных дней (3); б — коэффициент корреляции нагрузки и количества ветреных дней в месяце, рассчитанный по годам наблюдений

5 м/с и более. В формуле (1) нормировочный коэффициент $k_{\text{норм}} = 11.4$, что соответствует среднему количеству ветреных дней месяца в г. Новочеркасск за все месяцы 2011–2018 гг.

Согласно рис. 12, в ноябре, декабре и январе коэффициенты корреляции нагрузки и количества дней с сильным ветром — отрицательные, в остальные месяцы — положительные. Среднее значение коэффициента корреляции 0.26. Если сопоставить рис. 7 и 12, то будет видно, что зимние месяцы в среднем — самые холодные в Новочеркасске, но февраль характеризуется большим разбросом температур и большим количеством ветреных дней, средняя температура в нем выше, чем в январе, а количества ветреных дней близки по значению, поэтому тепловая нагрузка, рассчитанная только по температуре наружного воздуха и достаточная для января и декабря (для этих месяцев нет потребности в дополнительном электрообогреве), оказывается недостаточной для февраля. В ноябре и марте температуры наружного воздуха близки, но ноябрь в среднем — умеренно ветренный, а март — самый ветренный месяц в Новочеркасске, поэтому характеризуется наибольшим положительным коэффициентом корреляции между электрической нагрузкой и количеством дней с сильным ветром. Летние месяцы в Новочеркасске — самые жаркие, но в июле и августе долго длящиеся повышенные температуры

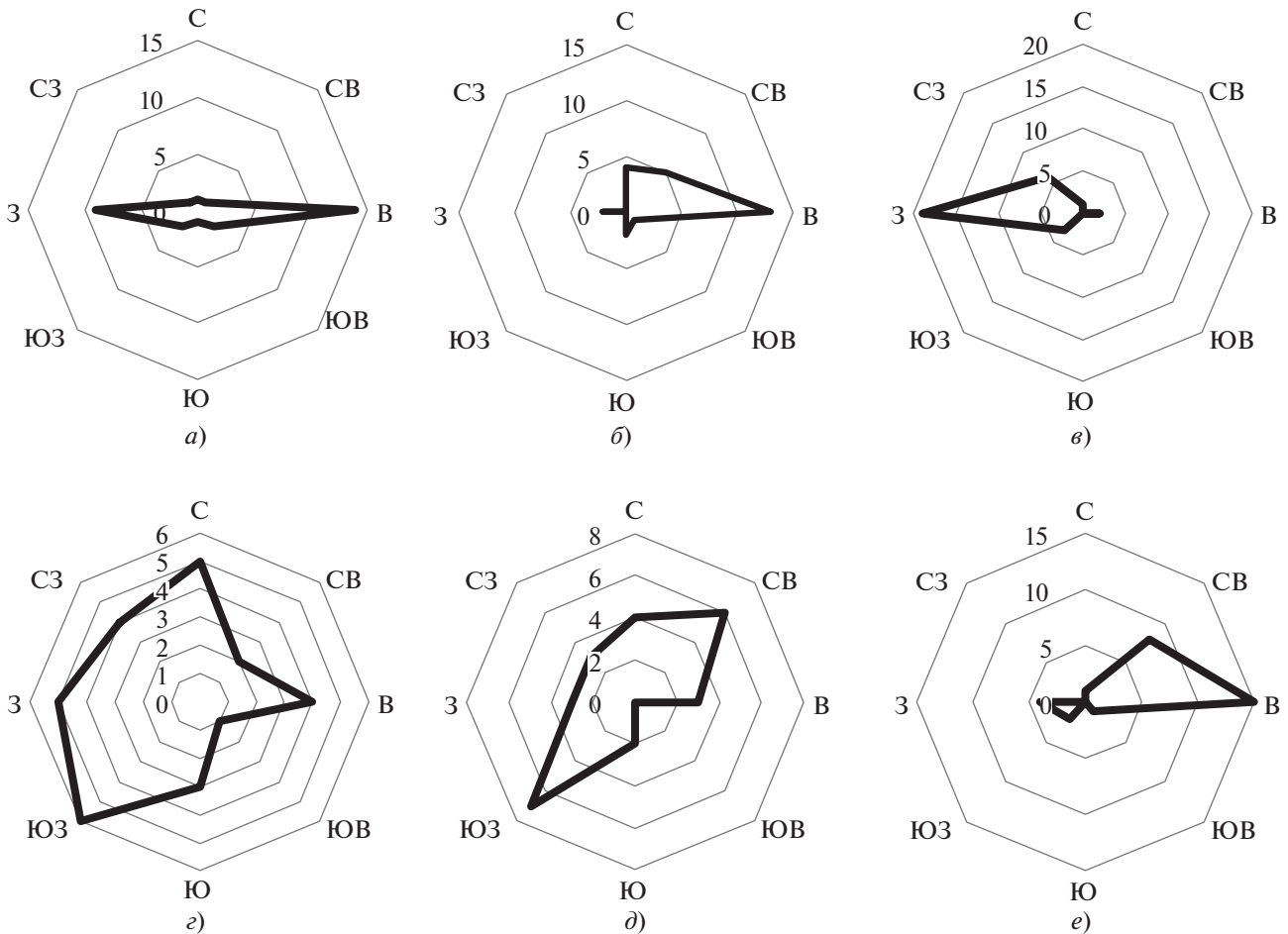


Рис. 13. Роза ветров в г. Новочеркасск для января 2014 г. (а), февраля 2018 г. (б), марта 2012 г. (в), июня 2012 г. (г), июля 2018 г. (д) и октября 2016 г. (е)

приводят к тому, что охлаждающие климатические установки работают с максимальной нагрузкой независимо от влияния фактора ветра. В июне сверхвысокие температуры бывают периодически, ночи более прохладные. Сравнение рис. 7 и 12 показывает, что наиболее ветреные годы были и наиболее жаркими. По совокупности всех факторов коэффициент корреляции между количеством ветреных дней и электрической нагрузкой для июня оказался большим, чем для других летних месяцев.

На рис. 13 приведены примеры розы ветров в г. Новочеркасск, характерные для различных месяцев и лет.

Высокая влажность воздуха обычно ведет к увеличению ощущаемой температуры. При очень высоких температурах наружного воздуха это усугубляет негативный температурный фактор, при низких — ослабляет. Осадки в виде дождя при любых температурах охлаждают поверхности зданий. Однако детальных исследований влияния этих факторов на интенсивность использования

климатического оборудования и электрическую нагрузку не проводилось.

РАСЧЕТ КЛИМАТИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ НЧГРЭС

Электрическую нагрузку ТЭС можно описать формулой

$$N = N_{\text{пр}} + N_{\text{быт}} + N_{\text{осв. min}} + N_{\text{осв. сез}} + N_{\text{пог}},$$

где $N_{\text{пр}}$ — производственная нагрузка (включая промышленную, сельскохозяйственную и др.), зависящая от мощности и режимов работы производственного оборудования; $N_{\text{быт}}$ — бытовая нагрузка, не связанная с освещением и работой климатического оборудования (холодильники, электроплиты, стиральные машины и т.п.); $N_{\text{осв. min}}$ — нагрузка бытовых и производственных осветительных приборов при максимальной длительности светового

дня (освещение рабочих мест в ночную смену, бытовая утренняя/вечерняя нагрузка); $N_{\text{осв.сез}}$ – дополнительная осветительная нагрузка, связанная с сезонным уменьшением продолжительности светового дня; $N_{\text{пог}}$ – дополнительная погодная нагрузка, связанная с работой бытового и производственного климатического оборудования (электрообогреватели, охладительные и иные климатические установки). Здесь и далее все составляющие нагрузки измеряются в тысячах киловатт-часов. Первые три слагаемых можно полагать условно постоянными, последние два – условно переменными климатическими.

Далее вводятся следующие обозначения:

постоянная среднемесячная нагрузка, не зависящая от погодных условий и сезона:

$$N_{\text{пост}} = N_{\text{пр}} + N_{\text{быт}} + N_{\text{осв.мин}};$$

i – номер месяца, для января $i = 1$; $N_{\text{ср}i}$ – средняя нагрузка месяца i (см. таблицу); $N_{\text{осв}i}$ – переменная осветительная нагрузка месяца i (для г. Новочеркасск); $N_{\text{осв.макс}}$ – максимальная осветительная нагрузка (в декабре–январе); $N_{\text{нагр.макс}}$ – максимальная нагрузка электрических нагревателей (зимой); $N_{\text{хол.макс}}$ – максимальная электрическая нагрузка охладительного климатического оборудования (летом); k – доля переменной нагрузки по отношению к постоянной при минимальной средней месячной нагрузке (см. таблицу).

Осветительные, нагревательные и охладительные нагрузки рассматриваются как усредненные по годам наблюдений (см. таблицу). Для переменной осветительной нагрузки по месяцам года справедлива приближенная формула

$$N_{\text{осв}i} = \frac{N_{\text{осв.макс}}}{2} \left\{ \sin \left[\frac{360(i-6)}{12} - 90 \right] + 1 \right\},$$

где аргумент функции \sin выражен в угловых градусах.

Согласно таблице, минимальная нагрузка НчГРЭС наблюдается, как правило, в мае–июне. В июне продолжительность светового дня – максимальная, переменная осветительная нагрузка отсутствует, а погодная нагрузка неизвестна, но с учетом температуры месяца она может быть только охладительной. В мае вполне комфортная температура наружного воздуха, погодная нагрузка отсутствует, осветительная соответствует месяцу. В декабре достигается максимальная осветительная нагрузка, в феврале – максимальная нагревательная, в августе – максимальная охладитель-

ная. С учетом данных таблицы и рис. 6, 7, 12 получена система уравнений

$$\left. \begin{aligned} N_{\text{осв.макс}}/4 + N_{\text{хол.макс}} &= N_{\text{ср}8} - N_{\text{пост}}; \\ N_{\text{осв.макс}} + N_{\text{нагр.макс}}/2 &= N_{\text{ср}12} - N_{\text{пост}}; \\ 3N_{\text{осв.макс}}/4 + N_{\text{нагр.макс}} &= N_{\text{ср}2} - N_{\text{пост}}; \\ (1 - \sqrt{3}/2)N_{\text{осв.макс}} &= N_{\text{ср}5} - N_{\text{пост}}; \\ N_{\text{пост}} &= (1-k)(N_{\text{ср}5} + N_{\text{ср}6})/2; \\ 0 < k < 1, \end{aligned} \right\}$$

которую нужно решать итерационным методом, уточняя значения k .

В результате решения получены следующие значения: $N_{\text{осв.макс}} = 224297$ тыс. кВт·ч, $N_{\text{хол.макс}} = 128277$ тыс. кВт·ч, $N_{\text{нагр.макс}} = 71790$ тыс. кВт·ч, $N_{\text{пост}} = 633843$ тыс. кВт·ч, $k = 0.05$, невязка менее 0.1% $N_{\text{пост}}$ (около 600 тыс. кВт·ч).

Таким образом, для работы НчГРЭС в период 2009–2018 гг. характерны следующие средние показатели структуры нагрузки одного месяца:

постоянная нагрузка (производственная, бытовая и минимальная осветительная) – около 633843 тыс. кВт·ч;

дополнительная сезонная осветительная нагрузка, связанная с продолжительностью светового дня в Ростовской области – до 224297 тыс. кВт·ч, или 35.4% постоянной нагрузки (в декабре–январе);

дополнительная сезонная нагревательная нагрузка, связанная с особенностями погодно-климатических условий (температура наружного воздуха, ветер) Ростовской области – до 71790 кВт·ч, или 11.3% постоянной нагрузки (в феврале), что принципиально отличается от данных [7]: в Ростовской области основную нагревательную нагрузку несут системы централизованного и индивидуального теплоснабжения, а электронагревательные приборы используются при недостаточной маневренности централизованного теплоснабжения;

дополнительная сезонная охладительная нагрузка, связанная с особенностями погодно-климатических условий (высокая температура наружного воздуха) Ростовской области – до 128277 кВт·ч, или 20.2% постоянной нагрузки (в июле–августе), что соответствует [7].

Следует отметить, что в период максимальной загруженности охладительные установки потребляют в 1.8 раза больше электрической энергии, чем нагревательные установки в период своей максимальной загруженности (что объясняет явление летнего максимума нагрузки), а осветительные установки при максимальной загруженности – в 1.7 раза больше, чем охладительные, и в 3.1 раза больше, чем нагревательные в свои пико-

вые периоды соответственно. Но, поскольку пиковые показатели по каждому направлению переменной (дополнительной) нагрузки достигаются в различные месяцы, суммарная переменная нагрузка составляет до 41% постоянной и варьируется в характерные месяцы максимальных значений в пределах 12% постоянной нагрузки по средним показателям 2009–2018 гг.

ВЫВОДЫ

1. Основным результатом, полученный при статистическом анализе нагрузки НчГРЭС в 2009–2018 гг., – принципиальное изменение формы годового графика электрической нагрузки: появление летнего максимума нагрузки, который по высоте пика по средним показателям приближался к зимнему, а в отдельные годы превосходил его. Это связано как с изменением климата в районе расположения НчГРЭС, так и с появлением нового вида электрооборудования – климатических охлаждающих установок, которые в период максимальной загруженности потребляют в 1.8 раза больше электроэнергии, чем нагревательные установки в период своей максимальной загруженности.

2. Проведенный статистический анализ данных о выработке электроэнергии Новочеркасской ГРЭС за период 2009–2018 гг. показал, что в среднем наибольшая выработка наблюдается в январе, наименьшая – в мае-июне. С учетом комплекса показателей можно рекомендовать месяцы апрель-май-июнь для планирования ремонтных работ на электростанции. Анализ данных также свидетельствует о том, что в мае и июле требуемая нагрузка может еще возрасти, а в октябре – снизиться. Таким образом, планировать регламентные и ремонтные работы потребуется не на летние месяцы, как это было ранее, а на весенние и, возможно, на раннюю осень.

3. На выработку электроэнергии могут влиять и другие не учтенные в расчетах факторы, такие как направление ветра, совокупность иных природных условий региона, техническое состояние оборудования ТЭС, суммарная мощность электрических климатических установок, количество электроэнергии, отпускаемой НчГРЭС за пределы Ростовской области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Рыжкин В.Я.** Тепловые электрические станции: учеб. для вузов / под ред. Гиршфельда В.Я. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. **Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г.** Тепловые и атомные электрические станции. М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
3. **РД 34.20.501-95.** Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской

Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО “ЕЭС России”. М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

4. **Новочеркасская ГРЭС.** Официальный сайт. URL: <https://www.ogk2.ru/rus/branch/novocherkrgres/>
5. **Ростов-на-Дону.** URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Ростов-на-Дону>
6. **Федеральная служба государственной статистики.** Официальный сайт. URL: <https://www.gks.ru/>
7. **Энергосбережение для народа!** Enargys.ru. URL: <http://enargys.ru/>
8. **ГОСТ Р 50779.10-2000.** Статистические методы. Вероятность и основы статистики. Термины и определения. Принят и введен в действие Постановлением Госстандарта России № 429-ст от 29.12.2000.
9. **Климатические данные городов по всему миру.** URL: <https://ru.climate-data.org>
10. **Погода-Метеосервис.ру.** URL: <https://www.meteoservice.ru/>
11. **Gismeteo.** URL: <https://www.gismeteo.ru/>
12. **Восход солнца.** URL: <https://voshod-solnca.ru/sun>
13. **ГОСТ 30494-2011.** Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях. Дата введения 01.01.2013.
14. **СП 131.13330.2012.** Строительная климатология. Актуализир. ред. СНиП 23-01-99* (с изм. № 1, 2). Дата введения 2013-01-01.
15. **Фаликов В.С.** Энергосбережение в системах теплоснабжения зданий. М.: ГУП ВИМИ, 2001.
16. **Дрозд Д.В., Елистратова Ю.В., Семенов А.С.** Влияние ветра на микроклимат в помещении: докл. на V Междунар. студ. электрон. науч. конф. “Студенческий научный форум 2013” // Современные наукоемкие технологии. 2013. № 8–1. С. 37–39. [Пенза: Изд. дом “Академия Естествознания”.]
17. **Заде Л.** Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. М.: Мир, 1976.
18. **Федорова Н.В., Шафорост Д.А., Бундикова В.Р.** Моделирование режимов работы системы отопления с применением методов нечеткой логики // Теория и практика трансдисциплинарных исследований в современном мире: сб. науч. статей по итогам Междунар. науч.-практ. конф. СПб., 1–2 авг. 2019 г. С. 83–87. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_39455372_21623208.pdf
19. **Моделирование теплоснабжения в ЖКХ методами нечеткой логики / Н.В. Федорова, В.Р. Бундикова, А.М. Коломийцева, Ю.В. Щеглов, Ю.В. Федоров** // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2019: сб. статей по материалам Междунар. науч.-практ. конф. Севастополь: СевГУ, 2019. С. 1664–1668. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_42886403_60446145.pdf

The Effect of Climatic Factors on the Electric Load of Thermal Power Plants (TPP) in the Southern Federal District by the Example of the Novocherkassk District Power Plant (GRES)

N. V. Fedorova*

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, 346428 Russia

**e-mail: fedorovanv61@rambler.ru*

Abstract—A statistical analysis was performed of the electrical load curve according to which the Novocherkassk District Power Plant (NchGRES) operated in the period between 2009 and 2018. The effect of weather and climatic factors, such as daylight time, ambient air temperature, and wind strength, on the electrical load was examined. Climatic components of the NchGRES electric load were estimated, and it has been demonstrated that the lighting load depending on the daylight time in Rostov oblast was as great as 35.4%, the seasonal heating load was up to 11.3%, and the seasonal cooling load was up to 20.2% of the normal baseload. It is shown that the basic heating load in Rostov oblast is carried by centralized and individual heat supply systems, and electric heating appliances are activated when the centralized heat supply systems cannot cover the heating load due to poor maneuverability. The heating component of the electric load depends not only on the ambient air temperature but also on the wind velocity. A formula was derived using the fuzzy logic technique for calculating heat consumption in a heating system depending on ambient air temperature and wind speed. It is noted that high wind speed aggravates the negative temperature factor, bringing about the need to turn on additional heating appliances and, thereby, increasing the electrical load. A fundamental change in the shape of the annual electric load curve within the studied period was revealed: the appearance of the summer maximum load whose amplitude in terms of the indicators approached the winter one and even exceeded it in certain years, which can be attributed to the climate change in the region of the power plant site and the advent of a new type of electrical equipment, i.e., climatic control cooling units. The maximum monthly power consumption of cooling units is 1.8 times the maximum monthly power consumption of heating units and 1.7 times less than the maximum monthly power consumption of lighting facilities. The maximum power consumption for each type of equipment occurs in different months of the year. This change is a stable trend that should be considered, in particular, in scheduling maintenance activities at the power plant.

Keywords: annual electric load curve of TPP, statistical investigation, weather and climatic factors, electrical and head load prediction, fuzzy logic technique, calculating the climatic component of electrical load

Свидетельство о регистрации средства массовой информации
ПИ № ФС77-79408 от 27 ноября 2020 г., выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Подписано к печати 10.12.2019 г.

Формат 60 × 88¹/₈

Тираж 301 экз.

Усл. печ. л. 9.53

Дата выхода в свет 28.02.2020 г.

Уч.-изд. л. 9.75

Цена свободная

Учредители: Российская академия наук,
Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»

Издатель: ООО «ТЕМАТИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ»,
125252, г. Москва, ул. Зорге, д. 19, этаж 3, помещ. VI, комн. 44
Отпечатано в типографии «Book Jet» (ИП Коняхин А.В.),
390005, г. Рязань, ул. Пушкина, 18, тел. (4912) 466-151