

ких промышленных производств. Рост электропотребления должен стимулироваться соответствующей тарифной политикой, направленной на выравнивание суточного графика нагрузки.

В Беларуси необходимо исследовать разработки в сфере ВИЭ, способствующие созданию новых экспортных рынков (рапс, древесные паллеты, биобутанол, оборудование и технологии), что позволит диверсифицировать отечественный энергоэкспорт и полнее включиться в международные цепочки разделения труда в сфере энергетики.

В ближайшей перспективе по результатам мирового опыта основную долю рынка займут гибридные проекты, в которых ВИЭ, в первую очередь, солнечные электростанции будут комплектоваться накопителями энергии. В дальнейшем системы хранения энергии станут реальной альтернативой генерирующим активам любого типа, а также расширению сетей.

Литература

1. Белэнерго. – Режим доступа: <https://www.energo.by/content/deyatelnost-obedineniya/osnovnyepokazateli/>. – Дата доступа: 26.03.2021.
2. Данильченко, А. Энергетический кризис, проблемы структурной перестройки и перспективы развития белорусской энергетики / А. Данильченко, Л. Падалко // Энергет. финансово-экон. ситуация в Беларуси. – 2009. – С. 19–37.

ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ С УЧЕТОМ БелАЭС

Т. Д. Ковалева

Белорусский национальный технический университет, г. Минск

Научные руководители: П. И. Климович, Е. М. Гецман

Данная работа направлена на исследование режимов работы энергосистемы Беларуси с учетом Белорусской атомной электростанции (БелАЭС).

На основе статистических данных по работе энергосистемы Республики Беларусь за последнее время были изучены режимы работы энергосистемы.

Развитие Белорусской энергосистемы направлено на повышение надежного и бесперебойного электроснабжения. Под энергосистемой понимаются генерирующие источники и сетевая инфраструктура энерго- и теплоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», и электрогенерирующие источники других владельцев. В соответствии с Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 г. № 1084 [1]: энергетическая безопасность – состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения.

Для обеспечения энергетической безопасности в условиях таких особенностей энергетической сферы, как невозможность работы «на склад» ввиду отсутствия развитых, доступных и экономически целесообразных способов хранения больших объемов электроэнергии и соответственно постоянной необходимости поддержания баланса между генерацией и постоянно изменяющимся потреблением, а также для обеспечения возможности проведения ремонтных работ на оборудовании и объектах энергетической отрасли, обеспечения экономически эффективной работы отрасли

необходимо обеспечение качественного планирования и ведения режимов работы энергосистемы. В таких условиях ввод в баланс мощностей знакового для Белорусской энергосистемы объекта – Белорусской атомной электростанции, первой АЭС на территории Республики Беларусь, с проектной установленной мощностью на уровне 2400 МВт, оказывает значительное влияние, как на саму энергосистему, так и на планирование ее режимов.

Общая структура генерации (выработки) для отопительного и межотопительного периодов до ввода Белорусской АЭС представлена на рис. 1, 2 на примере характерных периодов (январь и июль 2020 г.) [2].

Для отопительного периода характерна значительная доля ТЭЦ (54 %) и меньшая – КЭС (36 %), а в межотопительный – преобладание доли КЭС (63 %) в связи со значительным снижением «тепловой» нагрузки и соответственно снижением теплофикационной выработки ТЭЦ (25 %).



Рис. 1. Структура генерации в Объединенной энергетической системе (ОЭС) Беларуси в январе 2020 г.

Рис. 2. Структура генерации в ОЭС Беларуси в июле 2020 г.

Общая структура генерации (выработки) для отопительного периода после ввода Блока 1 БелАЭС представлена на рис. 3 на примере характерного периода (января 2021 г.).

В январе 2021 г. доля БелАЭС составила около 16 % в связи с тем, что вывод ее на номинальную мощность состоялся только с 12 января, до этого момента ее мощность находилась в пределах 75 % и изменялась в сторону уменьшения в рамках испытаний или до 0 % при проведении остановов для ремонтных работ. При работе АЭС на 100 % мощности замещение выработки КЭС и ТЭЦ увеличится.

Изменения относительно аналогичной структуры генерации до ввода БелАЭС: АЭС обеспечила не только замещение генерации КЭС, но и частичное замещение генерации ТЭЦ.



Рис. 3. Структура генерации в ОЭС Беларуси в январе 2021 г.

Замещение выработки ТЭЦ в основном обусловлено фактом работы АЭС в базовой части графика покрытия потребления, непривлечением АЭС к регулированию посредством изменения активной мощности и, как следствие, вынужденными и более длительными (в сравнении с периодом до ввода Блока 1 БелАЭС) разгрузками ТЭЦ ниже теплового графика.

Основными вопросами по интеграции БелАЭС в баланс ОЭС Беларуси при существующем уровне потребления электрической энергии являются необходимость резервирования в любой момент времени энергоблока большой единичной мощности и сложности, связанные с балансированием энергосистемы в период минимальных нагрузок (ночное время).

При существующем уровне электропотребления после ввода в работу БелАЭС будет резко сокращаться выработка электроэнергии на КЭС, в том числе на современных парогазовых энергоблоках Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС и Минской ТЭЦ-5. Остальные энергоблоки КЭС будут переведены в холодный резерв с включением в работу в основном в периоды плановых остановок энергоблоков АЭС.

После ввода АЭС существенно осложняются режимы работы ТЭЦ, будет кардинально снижен объем выработки электроэнергии по комбинированному циклу совместно с отпуском тепловой энергии, длительный период времени ТЭЦ будут работать на техническом минимуме.

Для балансирования в ночные часы в перспективных режимах предусмотрено использование электрических котлов как в отопительный период с целью отпуска тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения, так и в межотопительный период с целью горячего водоснабжения.

Для резервирования энергосистемы необходима реализация проектов по строительству пико-резервных источников суммарной мощностью 800 МВт. Для их реализации определены четыре площадки – Лукомльская ГРЭС (150 МВт), Новополоцкая ТЭЦ (100 МВт), Минская ТЭЦ-5 (300 МВт), Березовская ГРЭС (250 МВт).

Для эффективного использования существующих мощностей необходим рост потребления электрической энергии с 39–40 (на сегодняшний момент достигает по Беларуси) до 47–50 млрд кВт · ч в год. Для обеспечения данного роста потребления электрической энергии необходимо широкое использование электроэнергии для нужд теплоснабжения, развитие электромобильного транспорта, создание энергоемких промышленных производств. Рост электропотребления должен стимулироваться

соответствующей тарифной политикой направленной на выравнивание суточного графика нагрузки.

Важным направлением деятельности является развитие экспорта электроэнергии. Ряд неэффективных мощностей на электростанциях величиной около 1000 МВт после ввода в эксплуатацию двух энергоблоков БелАЭС подлежат выводу из эксплуатации (два энергоблока класса 300 МВт – на Лукомльской ГРЭС, два энергоблока по 215 МВт – на Березовской ГРЭС).

Литература

1. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь : утв. Постановлением Совета Министров Респ. Беларусь от 23.12.2015 г. № 1084. – 13 с.
2. Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года : утв. Постановлением Мин-ва энергетики Респ. Беларусь от 25.02.2020 г. № 7.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК И АНАЛИЗ СИСТЕМ СНИЖЕНИЯ ТОКСИЧНОСТИ ОТРАБОТАВШИХ ГАЗОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ МАШИН

М. А. Новиков

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Брянский государственный технический
университет», Российская Федерация*

Научный руководитель А. А. Обозов

Работа двигателей внутреннего сгорания оценивается комплексом эксплуатационно-технических показателей. В настоящее время наиболее актуальными и важными из них являются показатели токсичности отработавших газов (ОГ). Это обусловлено как ухудшением экологической обстановки, так и ужесточением требований, предъявляемых к двигателям внутреннего сгорания современными нормативными документами на токсичность ОГ. К нормируемым токсичным компонентам ОГ дизелей относятся оксиды азота NO_x, монооксид углерода CO, некие несгоревшие углеводороды СН, сажа (углерод С) или твердые частицы. К нормируемым токсичным компонентам ОГ относятся оксиды серы, альдегиды, фенолы и их производные кетоны и др. В связи с данной проблемой возникает потребность в поиске новых решений по снижению токсичности ОГ и их дезактивации.

Основными конструктивными и регулировочными параметрами, которые оказывают влияние на эффективные и экологические показатели дизельных двигателей, являются:

- степень сжатия;
- форма камеры сгорания;
- интенсивность движения воздушного заряда;
- количество и ориентация сопловых отверстий и конструктивные особенности распылителя форсунки;
- характеристика топливоподачи (количество стадий, количество топлива в каждой стадии, угловой интервал между порциями и угол начала подачи топлива);
- максимальное давление подачи топлива;
- газодинамические характеристики впускных и выпускных каналов ГБЦ;
- система рециркуляции отработавших газов;

На данный момент существуют программы и методы позволяющие моделировать рабочий процесс двигателя. Их можно разделить на две группы: это термоди-