



**ЭНЕРГЕТИКА XXI ВЕКА: УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ И
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ENERGY-21: Sustainable Development & Smart
Management**

международная конференция, 7-11 сентября 2020 г., Иркутск, Россия

Тезисы докладов

Конференция проводится при финансовой поддержке
[Российского фонда фундаментальных исследований \(РФФИ\)](#).

Иркутск-2020 г.

Оглавление

| | |
|--|-----|
| Сессия 1.1. Трансформирующиеся интеллектуальные энергетические системы..... | 3 |
| Сессия 1.2. Трансформирующиеся интеллектуальные энергетические системы..... | 22 |
| Сессия 2.1. Перспективные энергетические технологии: экологически чистая и ресурсосберегающая энергетика, возобновляемые источники энергии | 39 |
| Сессия 2.2. Перспективные энергетические технологии: экологически чистая и ресурсосберегающая энергетика, возобновляемые источники энергии | 59 |
| Сессия 3. Межгосударственные энергетические объединения, глобальное энергетическое объединение | 77 |
| Сессия 4.1 Мировые энергетические рынки и международное энергетическое сотрудничество | 84 |
| Сессия 4.2 Развитие экономики, энергетики РФ и ее восточных регионов..... | 90 |
| Сессия 4.3. Развитие энергетических отраслей на востоке России | 99 |
| Сессия 4.4 Локальные системы энергоснабжения на востоке РФ | 112 |
| Сессия 5.1. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей, энергетическая безопасность | 124 |
| Сессия 5.2. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей, энергетическая безопасность | 129 |
| Сессия 6. Качество электрической энергии | 145 |

Сессия 1.1. Трансформирующиеся интеллектуальные энергетические системы

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ИНТЕГРИРОВАННЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

В. А. Стенников¹, Н. И. Воропай¹, Е. А. Барахтенко¹, Д. В. Соколов¹, О. Н. Войтов¹, Б. Жоу²

¹ФГБУН Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

²Хунаньский университет, Чанша, Китай

Активное продвижение цифровых технологий в энергетике требует пересмотра принципов построения энергетических систем, а также концепции управления их развитием. Объективная необходимость цифровизации инфраструктурных энергетических систем определяется существенно возрастающими требованиями потребителей к надежности и качеству энергоснабжения, обусловленными цифровизацией и компьютеризацией производственных технологий потребителей. Функционирование трансформирующихся в результате инновационного развития инфраструктурных энергетических систем принципиально невозможно без эффективных систем управления, реализуемых с использованием передовых информационно-коммуникационных технологий и интеллектуальных средств на цифровой основе. Энергетические системы становятся сложными кибер-физическими системами. При этом обостряются проблемы кибербезопасности [1,2].

Совместное функционирование нескольких типов энергетических систем в виде единой интегрированной энергетической системы предоставляет новые функциональные возможности для повышения эффективности, надежности и качества энергоснабжения [3,4]. Применение цифровых технологий в интегрированных энергетических системах обеспечивает сбор, передачу, обработку и получение информации по всем составляющим компонентам системы относительно всех аспектов интеграции.

Цифровизация интегрированных энергетических систем выполняется в следующих двух направлениях:

- применение цифровых технологий для отдельных подсистем с целью их управления;
- применение цифровых технологий для технических и технологических решений по интеграции с целью обеспечения координации подсистем и выполнения общесистемных целевых установок.

Внедрение цифровых технологий в интегрированные энергетические системы способствует организации гибкого, скоординированного управления развитием таких систем.

Литература

1. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Осак А.Б. Киберугрозы и кибербезопасность в электроэнергетических системах // Материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2019». 2019. С. 32-37.

2. Массель Л.В., Воропай Н.И., Сендеров С.М., Массель А.Г. Кибербезопасность как одна из Стратегических угроз энергетической безопасности России // Вопросы кибербезопасности. 2016. №4. С. 2-10.

3. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 64-73.

4. Voropai N.I., Stennikov V.A., Barakhtenko E.A. Integrated Energy Systems: Challenges, Trends, Philosophy // Studies on Russian Economic Development. 2017. Vol. 28. No. 5. Pp. 492-499.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИБКОСТИ ЭЭС, КАК СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ СИСТЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Осак А.Б., Бузина Е.Я.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В последнее время активизировались научные исследования в области гибкости ЭЭС, причем эта гибкость рассматривается в достаточно широкой постановке [1, 2]. Важно отметить, что вопросы гибкости ЭЭС не являются новыми, но раньше для обозначения данной проблематики не использовался термин «гибкость», хотя все основные вопросы рассматривались в рамках тематики системной надежности и развития ЭЭС. Соответственно, важным является вопрос преемственности современных исследований с предыдущими научными исследованиями и имеющимися научными результатами.

В традиционной электроэнергетике основной акцент в сфере системной надежности ЭЭС делался на маневренность генерирующего оборудования большой мощности и достаточные запасы пропускной способности межсистемных и внутрисистемных магистральных электропередач. Характер изменения нагрузки во времени (в течение года, в течение недели, в течение суток, в течение часа, в течение минуты) был достаточно предсказуем и определялся типами потребителей, в т.ч. видом производства на промышленном предприятии. В таких условиях можно было достаточно эффективно в долгосрочной перспективе планировать требуемые свойства ЭЭС в части как управляемости электросетевых элементов, так и маневренности генерирующих объектов. Для обеспечения системной надежности решались задачи определения оптимальных объемов горячего и холодного резерва. Данные аспекты, по сути, и обеспечивали требуемую гибкость ЭЭС (в первую очередь за счет крупной генерации и магистральных электрических сетей), а эффективность традиционного подхода в рамках предыдущего технологического уклада подтверждалась практикой.

В современных условиях, когда идет массовое строительство малых электростанций на возобновляемых источниках энергии, набирает темп установка накопителей электроэнергии, происходит видоизменение электроустановок потребителей (они становятся адаптивными, интеллектуальными), идет процесс массового появления электромобилей, требуется пересмотр традиционных положений в области системной надежности. Проблема вызвана резкопеременным и в целом ненадежно предсказуемым графике нагрузок потребителей. Мелкие коммунально-бытовые потребители не вовлечены в оперативно-диспетчерское управление и маловероятна перспектива их вовлечения в будущем. Вследствие этого, отсутствует как таковой диалог между потребителями и энергокомпаниями, поэтому причины и мотивы изменения, в т.ч. резкого, нагрузок потребителей энергокомпаниям неизвестны. В случае активного потребителя с собственной генерацией на возобновляемых источниках энергии, возможна ситуация резкого перехода из режима выдачи электроэнергии в сеть в режим потребления максимума нагрузки и наоборот, причем это будет происходить без уведомления энергокомпаний. Следует акцентировать внимание на развитие электротранспорта (электромобилей). Если весь сегодняшний автопарк страны перевести с двигателей внутреннего сгорания на электропривод, то потребуется примерно 3-

х кратное увеличение выработки электроэнергии. Конечно, сценарий 100% перехода на электротранспорт маловероятный, но и вполне вероятный перевод 10% транспортных средств на электропривод потребует 20% роста электропотребления, причем посредством распределительных сетей.

Поэтому традиционный подход, где гибкость ЭЭС обеспечивалась на уровне резервов крупной генерации и магистральных электрических сетей при общей пассивности распределительных сетей, не позволит обеспечить системную надежность энергосистем будущего. Не проблема обеспечить требуемый в будущем резерв на уровне крупной генерации и пропускной способности магистральных электрических сетей, проблема будет в распределении электроэнергии до потребителей. Потребуется либо кратный рост пропускной способности распределительных электрических сетей, либо применение новых подходов в обеспечении системной надежности за счет гибкости ЭЭС со стороны распределительных сетей и активных потребителей.

Традиционно, одним из аспектов системной надежности являлась режимная надежность ЭЭС, под которой подразумевается способность системы противостоять внезапным возмущениям без непредусмотренных воздействий на потребителей электроэнергии. При этом анализ режимной надежности в основном выполнялся только в объеме системообразующей сети ЭЭС. Для энергосистем будущего существенно возрастает значимость режимной надежности, но как анализ режимной надежности совместно системообразующей и распределительной сети. Авторы в течение ряда лет занимаются исследованиями в области режимной надежности с применением метода расчета режимов ЭЭС с учетом дискретных и интервальных характеристик параметров режима [3]. Этот метод позволяет исследовать свойства управляемости энергосистем будущего в требуемой постановке задачи.

Литература:

1. Cochran, J., Miller, M., Zinaman, O., Milligan, M., Arent, D., Palmintier, B., O'Malley, M., Mueller, S., Lannoye, E., Tuohy, A., Kujala, B., Sommer, M., Holttinen, H., Kiviluoma, J., and Soonee, S. K. Flexibility in 21st Century Power Systems. United States: N. p., 2014. Web. doi:10.2172/1130630.

2. N. VOROPAI et al., "The Development of a Joint Modelling Framework for Operational Flexibility in Power Systems," 2019 16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), Varna, Bulgaria, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ELMA.2019.8771685.

3. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Методика анализа режимной надежности энергосистем для исследования свойств адаптивности в нормальных и аварийных режимах // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. 2019. №3-4. С.60-68.

РЕКОНФИГУРАЦИЯ ПЕРВИЧНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Голуб И.И., Войтов О.Н., Семенова Л.Н., Болоев Е.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Распределительные сети (РС) – это последнее звено, связывающее производство электроэнергии с ее передачей конечному потребителю. Первичные РС получают питание от подстанций, связывающих высокое и среднее напряжения, и характеризуются радиальной или слабозамкнутой конфигурацией, но благодаря присутствию в разных местах между фидерами нормально разомкнутых линейных выключателей (ЛВ), они работают как разомкнутые.

Известно, что большая часть потерь энергии в электроэнергетической системе (ЭЭС) происходит в РС. Эти потери составляют 10-13 % от всей произведенной электроэнергии. Кроме ЛВ в РС существуют и нормально замкнутые секционные выключатели (СВ), которые могут отключать одну из секций фидера. Замыкание ЛВ и размыкание соответствующего СВ позволяет получить новую радиальную конфигурацию РС. Такая операция, называемая реконфигурацией (РК), позволяет не только повысить надежность электроснабжения, но и получить снижение потерь энергии, а, следовательно, и энергии, потребляемой из питающей сети, токов в ветвях, потерь напряжения в РС, а при наличии в сети возобновляемой генерации (ВГ), более полное ее использование.

В мире для решения проблемы РК разработано множество алгоритмов и постоянно предлагаются новые алгоритмы и критерии РК, новые условия и ограничения. Наибольшее применение для различных критериев РК нашли эвристические оптимизационные алгоритмы [1-6], такие алгоритмы, как генетические, поиска с запретами, колонии муравьев, поиска гармонии, оптимизации роя частиц. Однако трудоемкость современных эвристических алгоритмов затрудняет их использование в реальном времени, особенно для систем большой размерности. Кроме допустимости узловых напряжений и токов в секциях фидеров, важнейшим ограничением в эвристических алгоритмах, которое должно учитываться в процессе РК, является сохранение радиальности топологии РС.

В алгоритме РК [7] по критерию минимизации потерь мощности, использование включенных в программу расчета установившегося режима алгоритмов построения максимального покрывающего дерева и определения ветвей независимых контуров по их хордам, проверка радиальности сети не требуется. Основная идея состоящего из двух шагов алгоритма заключается в обеспечении в разомкнутой сети потерь мощности, близких к потерям мощности в замкнутой сети, что возможно, если сумма токов в хордах максимального покрывающего дерева минимальна.

Использование алгоритма [7] для различных тестовых схем РС показало, что РК должна следовать за изменением нагрузок и генераций, поскольку потери мощности при оптимальной конфигурации, выбранные для одних условий, не будут оптимальными во всем диапазоне изменения узловых мощностей. Было показано также [8], что наличие ВГ оказывает большее влияние на снижение потерь, чем РК, однако при введении ВГ число переключений при РК существенно возрастает. Поскольку большое число переключений может привести к тому, что стоимость переключений будет сопоставима или будет превышать стоимость снижения потерь энергии при РК, был получен вывод о том, что РК целесообразна, если стоимость переключений ниже, чем снижение стоимости потерь энергии при РК.

Показана также возможность выбора такой конфигурации, при которой потери энергии в течение суток будут близки к суточным потерям при оптимальной часовой РК. Эта идея

была распространена на выбор постоянной конфигурации РС [9], при которой для недели с максимальной нагрузкой и недели с минимальной нагрузкой потери энергии будут близки к потерям при оптимальной часовой РК. Показано, что алгоритм РК, идеально подходит для определения ЛВ, используемых для восстановления электроснабжения при аварийном отключении любого из СВ, а ЛВ могут быть заменены на удаленно управляемые.

В предыдущих работах авторов, связанных с проблемой РК, полагалось наличие в РС единственного источника питания, что не характерно для РС, фидеры которых получают питание от нескольких источников. Однако, если некоторые фидеры РС получают питание, например, от двух источников, то алгоритм построения связного дерева не позволяет идентифицировать фидеры с двухсторонним питанием как контуры и выделить в них хорды, соответствующие ЛВ.

Решение этой проблемы получено в предлагаемой работе. В ней проиллюстрирована также ранее не анализируемая возможность РК, позволяющей не только уменьшить потери в целом по сети, но и изменением числа узлов в фидерах выровнять нагрузки и потери мощности в фидерах. Показана возможность использования алгоритма РК для анализа надежности электроснабжения нагрузок, при аварийном отключении не только любого из СВ, но и любого из фидерных выключателей, а также для выделения на схеме сети подсистем деревьев, нагрузки которых не имеют резервного источника питания.

Литература:

1. Kavousi-Fard, A. Intelligent stochastic framework to solve the reconfiguration problem from the reliability view / A. Kavousi-Fard, T. Niknam, M.H. Khooban // IET Science, Measurement & Technology. 2014. Vol. 8 (5). P. 245-259.
2. Bernardon, D. Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation / D. Bernardon, A.P. Carboni de Mello, L. Pfitscher // Electric Power Systems Research. 2014. Vol. 107. P. 59-67.
3. Guimaraes, M.A.N. Distribution systems operation optimisation through reconfiguration and capacitor allocation by a dedicated genetic algorithm / M.A.N. Guimaraes, C.A. Castro, R. Romero // IET Generation, Transmission & Distribution. 2010. Vol. 4 (11). P. 1213-1222.
4. Junior, B.R.P. Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search / B.R.P. Junior, A. M. Cossi, J. Contreras, J.R.S. Mantovani // IET Generation, Transmission & Distribution. 2014. Vol. 8(1). P. 35-45.
5. Abdelaziz, A.Y. Reconfiguration of distribution systems for loss reduction using the hypercube ant colony optimization algorithm / A.Y. Abdelaziz, R.A. Osama, S.M. El-Khodary // IET Generation, Transmission & Distribution. 2012. Vol. 6 (2). P. 176-187.
6. Kavousi-Fard, A. Multi-objective probabilistic distribution feeder reconfiguration considering wind/power plants / A. Kavousi-Fard, T. Niknam, A. Khosravi // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2014. Vol. 55. P. 680-691.
7. Golub, I.I. Method of Distribution Network Reconfiguration at Daily Operation Scheduling / O.N. Voitov, I.I. Golub, L.V. Semenova, E.V. Boloiev // Acta Energetica. 2017. Vol. 31(2). P. 57-62.
8. Golub, I.I. Reconfiguration of Distribution Network with Renewable Generation / O.N. Voitov, I.I. Golub, L.V. Semenova, E.V. Boloiev // Energy Systems Research. 2018. Vol. 1 (1). P. 74-83.
9. Golub, I. Minimizing the number of remotely controlled switches when the planning there configuration of a primary distribution network / I. Golub, O. Voitov, E. Boloiev, L. Semenova // E3S Web of Conferences. Rudenko International Conference «Methodological problems in reliability study of large energy systems» (RSES 2018) E3S Web of Conferences. 2018. Vol. 58. 7 p.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИБКОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Глазунова А.М., Аксаева Е.С.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

С точки зрения управления электроэнергетической системой (ЭЭС) гибкость ЭЭС, оснащенной генерирующим оборудованием с конкретными характеристиками маневренности, близко связана с ее способностью поддерживать частоту и напряжение в системе в условиях неопределенности и изменчивости [1]. Тепловые и гидроэлектростанции, обладающие свойством быстро увеличивать и сбрасывать нагрузку, обеспечивают гибкость ЭЭС на стороне генерации. Разнообразные механизмы управления нагрузкой, появившиеся в результате развития новых технологий, решают проблему гибкости на стороне потребителей. С внедрением ветровых и солнечных электростанций важными средствами обеспечения гибкости становятся накопители энергии.

Условием обеспечения гибкости ЭЭС является наличие резервов мощности в системе. В качестве резервов мощности или источников гибкости рассматриваются:

1. Резервная мощность генерации [2], [3], [4].
2. Управление спросом [5].
3. Накопители энергии [6].

Проблемы наличия, отсутствия, запаса гибкости в энергосистеме решаются исследователями многих стран. В настоящее время существуют вероятностные и детерминистические методы определения гибкости.

В данной статье представлены детерминистические методы, в основу которых положено утверждение о том, что ЭЭС обладает гибкостью если соблюдается баланс мощности на момент окончания рассматриваемого горизонта времени. Увеличение нагрузки приводит к уменьшению гибкости системы, поэтому одним из ключевых моментов при анализе гибкости ЭЭС является наличие информации о максимально возможных нагрузках. Разработанные методы нацелены на определение сочетания максимальных нагрузок в исследуемых узлах, при малом превышении которых нарушается баланс мощности.

Целевая функция – максимум суммы разностей между предсказанной и смоделированной нагрузками в узлах с неопределенностью на момент окончания заданного отрезка времени – записывается следующим образом:

$$\sum_{i=1}^R (\bar{P}_i - P_i(z_i)) \rightarrow \max . \quad (1)$$

Для наглядности представления ограничений, используемых при решении данной задачи, все узлы разбиваются на три вида:

- неуправляемые узлы. Генераторные узлы, где управляющие воздействия не выполняются или нагрузочные узлы, в которых отсутствует неопределенность P^{CONST} ;
- управляемые узлы. Генераторные узлы, где выполняются управляющие воздействия P^{AG} ;
- узлы с неопределенностью. Нагрузочные узлы, в которых изменяется мощность. Ограничения имеют следующий вид:

$$\Delta P_j = 0 , \quad (2)$$

$$P_{i-j} < P_{i-j}^{\max} , \quad (3)$$

$$P_i^{\min} < P_i^{AG} < P_i^{\max} , \quad (4)$$

$$0 \leq z_i \leq 1 , \quad (5)$$

где в (1) \bar{P}_i – значение активной мощности в нагрузочном узле i , который имеет неопределенность; $P_i(z_i)$ – зависимость активной мощности от величины z , отвечающей за изменение нагрузки в узле i , R – количество нагрузочных узлов с неопределенностью. Ограничение (2) – это баланс мощности в узле j (любой тип узла), (3) – ограничение по пропускной способности линии, (4) ограничивает диапазон управляющих воздействий в управляемом узле.

В работе представлены три метода определения гибкости: метод равномерного спуска, метод частичного перебора с предобработкой исходной информации, линейная оптимизация.

Расчеты выполняются на схеме, состоящей из 5 узлов и 5 линий. Узлы 3,4 – узлы, где меняется нагрузка. Узлом 1 обозначается ветровая станция. Узел 5 – это батарея. Узел 2 (традиционная станция) является управляемым узлом, где выполняются управляющие воздействия в виде генерации мощности, требующейся для обеспечения баланса в ЭЭС, с учетом прогноза генерации на ветровой станции и мощности, отдаваемой батареей. Узлы 1 и 5 рассматриваются неуправляемыми.

В работе определяются наибольшие значения нагрузок в узлах 3,4 на 4 минуты вперед. Допускается, что за 4 минуты включается весь имеющийся резерв на традиционной станции, и батарея выдает максимальную мощность.

Литература

- [1] Peter D. Land, Juuso Lindgren, Jani Mikkola, Juri Salpakari, «Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity,» *Renewable and sustainable energy reviews*, т. 45, pp. 785-807, 2015.
- [2] Erik Ela, Michael Milligan, and Brendan Kirby, «Operating Reserves and Variable Generation,» Technical Report NREL/TP-5500-51978 Contract No. DE-AC36-08GO28308, 2011.
- [3] Yann Rebours, D.s. Kirschen, Marc Trotignon, Sbastien Rossignol, «A survey of frequency and voltage control ancillary services – Part I: technical features,» *IEEE Transactions on Power Systems*, т. 22, № 1, pp. 350-357, 2007.
- [4] «Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЭЭС России,» в *Москва 2014. С сайта ОАО «СО ЭЭС» www.so-ups.ru. https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2014/metodika_opredelenija_1114.pdf*.
- [5] Владимир Сидорович, Борис Бокарев, Игорь Чаусов, Максим Кулешов, Сергей Рычков, Илья Бурдин, «Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности. Экспертно-аналитический доклад. Инфраструктурный центр EnergyNet,» в *https://energynet.ru/upload/EnergyNet_2019_PRINT.pdf*, Москва, 2019.
- [6] «http://www.ic-art.ru/setevie_gibridnie_nakopiteli/».

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ

Хлебов А.В., Останин А.Ю.

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Кемерово, РФ

Цифровые технологии, начиная с последней трети прошлого века проникают во все сферы человеческой деятельности. Быстрота протекания процессов, значительный объём информации, постоянное усложнение энергосистемы – факторы, обуславливающие необходимость использования цифровых технологий в оперативно-диспетчерском управлении.

К концу 70-х – началу 80-х годов двадцатого века появились первые цифровые информационно-управляющие системы на уровне крупных энергообъектов и энергосистем. Так, в 1982 году в ОЭС Сибири впервые была внедрена цифровая система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ).

В настоящее время вследствие значительного улучшения технических и экономических характеристик цифровые технологии внедряются во многие деловые процессы энергетических компаний.

При определении направлений внедрения цифровых технологий используются следующие принципы:

- внедряемая технология должна обеспечивать реальный положительный эффект;
- внедрение технологий должно соответствовать задачам, закреплённым законодательно;
- новые технологии не должны приводить к дополнительной нагрузке на потребителей;
- необходимо координировать внедрение цифровых технологий между компаниями отрасли для достижения синергетического эффекта.

Исходя из указанных принципов АО «СО ЕЭС» определены приоритетные направления «цифровизации»:

- дистанционное управление оборудованием и устройствами подстанций, активной и реактивной мощностью солнечных электростанций;
- цифровое моделирование энергосистемы на основе стандартов CIM;
- система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ);
- централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА);
- централизованная система автоматического регулирования частоты и мощности (ЦКС/ЦС АРЧМ);
- ценозависимое потребление на оптовом рынке электроэнергии.

При внедрении новых технологий будут получены эффекты для собственников оборудования, потребителей и повысится надёжность работы энергосистемы.

Внедрение дистанционного управления подстанциями приведёт к снижению расходов для собственников подстанций (ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Сетевая компания»), снижению стоимости электроэнергии для потребителей и повышению качества управления электроэнергетическим режимом.

Создание и использование CIM-моделей позволит обеспечить всем субъектам электроэнергетики информационный обмен с использованием единого стандарта, снизить расходы на создание и поддержание в актуальном состоянии моделей энергосистемы, снизить расходы на интеграцию автоматизированных систем различных производителей.

Использование СМЗУ позволяет обеспечить максимальное использование пропускной способности электрической сети, что повысит конкуренцию на оптовом рынке электроэнергии и приведёт к снижению цены для потребителей.

Внедрение ЦСПА привело к уменьшению последствий аварийных событий для потребителей ОЭС Сибири в результате снижения величин мощности отключаемой нагрузки потребителей на величину до 660 МВт.

Применение ЦКС (ЦС) АРЧМ обеспечивает повышение качества регулирования частоты и перетоков активной мощности и позволяет увеличить обмен мощности по межсистемным контролируемым сечениям при сохранении надежности параллельной работы энергосистем.

Использование механизма ценозависимого потребления позволяет снизить затраты потребителей на покупку электроэнергии и мощности на оптовом рынке и оптимизировать загрузку электростанций.

[1] Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждённые Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 (в редакции Постановления Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 1496).

[2] Неуймин В.Г., Александров А.С., Максименко Д.М. Модуль определения МДП на базе RastrWin в проекте СМЗУ СРТО // Релейная защита и автоматика энергосистем: Сборник докладов XX конференции (Москва, 29–31 мая 2012). – М.: Научно-инженерное информационное агентство, 2012. – С. 488 – 495.

[3] Исаев Е.В., Кац П.Я., Лисицын А.А., Николаев А.В., Тен Е.А. Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме // Известия НТЦ Единой энергетической системы, № 68, 2013. С. 48-56.

[4] С. Г. Аржанников, А. С. Вторушин, О. В. Захаркин. Алгоритмическое обеспечение ПТК ЦСПА ОЭС Сибири и перспективы его развития // Известия НТЦ Единой энергетической системы, № 68, 2013. С. 91-98

О ПРИМЕНЕНИИ ДИНАМИЧЕСКОГО ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Домышев А.В.¹, Тихонов А.В.²

¹ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, ²ООО «Русал ИТЦ», Иркутск, Россия

Задача оценивания состояния заключается в получении такого установившегося режима, который был бы наиболее близок к имеющимся измерениям. При выполнении статического оценивания состояния используется информация о взаимосвязях физических величин, определяющих режим работы электрической сети в конкретный момент времени, однако имеется еще информация об изменении этих величин во времени. С развитием измерительной и компьютерной техники точность и синхронность этой информации все увеличивается. Поэтому оправданным становится применение алгоритмов динамического оценивания состояния, использующих данную информацию.

Классически задача динамического оценивания состояния решается с использованием различных модификаций фильтра Калмана.

Проведены исследования применения классических методов динамического оценивания состояния на данных реальной энергосистемы (Иркутской энергосистемы). Современной **особенностью** оценивания состояния для крупной энергосистемы является то, что данные от системы SCADA поступают в расчетную подсистему с достаточно большой периодичностью. В рассматриваемой энергосистеме период формирования срезов для оценивания состояния и последующей оптимизации равен 30 минутам. При наличии WAMS возможно получение согласованных между собой данных значительно чаще. Период оценивания состояния в этом случае может быть сокращен до 1 минуты. Однако, для целей автоматического оптимального управления, когда не рассматриваются задачи противоаварийного управления, 30 минутный период получения данных и соответственно расчета оценивания состояния может быть вполне достаточным.

Применение классических методов динамического оценивания состояния на 30 минутных срезах данных получаемых от SCADA оказалось не эффективным. Изменение нагрузки показывало хаотический характер.

В результате применения фильтра Калмана с линейной или усредняющей методом скользящего среднего моделью мы получаем режим с большей ошибкой чем при статическом оценивании состояния. При этом наблюдается или запаздывание и загроубление режима или в отдельных случаях наблюдается раскачивание и нарушение стабильности вычислительного алгоритма.

Для того, чтобы понять возможность построения адекватной модели предсказания процесса изменения режимов во времени была применена эргодическая теории динамического хаоса. Процесс изменения режимов при этом рассматривался как динамическая систему с неизвестным законом управления.

Для исследования поведения системы в окрестности произвольной траектории использовались показатели Ляпунова, которые характеризуют степень растяжения и сжатия в фазовом пространстве движения системы (изменения ее параметров) вдоль устойчивых и неустойчивых направлений.

Для восстановления d-мерного фазового пространства по измерениям одной из переменных вектора состояния системы была использована теорема Такенса.

Из приведенных расчетов показано, что первый явный минимум проявляется при глубине анализируемого набора данных в одни сутки. Таким образом, для получения адекватного прогноза в модельной функции необходимо использовать более сложные модели, чем линейные или скользящего среднего, которые часто применяются в фильтре Калмана. Применение динамического оценивания состояния с использованием фильтра

Калмана ограничено медленным изменением параметров режима и горизонтом прогнозирования до 1 мин. Таким образом, область применения динамического оценивания состояния ограничена автоматическим управлением энергоустановками и микросетями, в том числе с целью противоаварийного управления.

Для целей оптимального управления требуется модель обеспечивающая прогноз на время порядка суток. Такой моделью могут быть модели, основанные на искусственных нейронных сетях. Причем возможны два варианта использования таких моделей:

- 1) непосредственное использование для получения прогноза;
- 2) использование как модели поведения системы в динамическом оценивании состояния с использованием фильтра Калмана.

Второй вариант применения ИНС предполагает применение нелинейного фильтра Калмана, в частности сигма-точечного фильтра.

Литература

- [1] Monticelli A. State estimation in electric power systems: a generalized approach. - Springer Science & Business Media, 2012.
- [2] Гамм А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. - Наука, 1976.
- [3] Singh H., Alvarado F. L. Weighted least absolute value state estimation using interior point methods //IEEE Transactions on Power Systems. – 1994. – Т. 9. – №. 3. – С. 1478-1484.
- [4] АНАРЭС - комплекс программ для моделирования режимов энергосистем, [Электронный ресурс]: <http://anares.ru/software>
- [5] Abarbanel H. Analysis of observed chaotic data. – Springer Science & Business Media, 2012.
- [6] Лоскутов А. Ю. Математические основы хаотических динамических систем: курс лекций //М.: МГУ. – 2008.
- [7] Takens F. On the numerical determination of the dimension of an attractor //Dynamical systems and bifurcations. – Springer, Berlin, Heidelberg, 1985. – С. 99-106.
- [8] Noakes L. The Takens embedding theorem //International Journal of Bifurcation and Chaos. – 1991. – Т. 1. – №. 04. – С. 867-872.
- [9] Rosenstein M. T., Collins J. J., De Luca C. J. A practical method for calculating largest Lyapunov exponents from small data sets //Physica D: Nonlinear Phenomena. – 1993. – Т. 65. – №. 1-2. – С. 117-134..
- [10] TISEAN Nonlinear Time Series Analysis, [Электронный ресурс]: <https://www.pks.mpg.de/~tisean/>
- [11] Песин Я. Б. Характеристические показатели Ляпунова и гладкая эргодическая теория //Успехи математических наук. – 1977. – Т. 32. – №. 4 (196). – С. 55-112.
- [12] Glazunova A. Dynamic state estimation //Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems. – Springer, Berlin, Heidelberg, 2014. – С. 107-123.

РАЗРАБОТКА МЕХАНИЗМОВ АКТИВНО-АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ НА ОСНОВЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Беляевский Р.В.¹, Герасименко А.А.²

¹*Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, Кемерово, Россия*

²*Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия*

В настоящее время в электросетевом комплексе Российской Федерации действует более 3000 электросетевых компаний (ЭСК) [1]. При этом значительная часть ЭСК характеризуется невысокими показателями энергоэффективности. В первую очередь, это связано со значительным уровнем потерь электроэнергии в их распределительных сетях, а также с высоким износом электросетевого оборудования.

Установлено, что технические потери электроэнергии в распределительных сетях ЭСК в значительной степени определяются высокой нагрузкой элементов сетей реактивной мощностью вследствие значительного ее потребления из сетей. Так, в укрупненной структуре технологических потерь их доля составляет около 47 % [2].

Существуют разные подходы к повышению энергоэффективности распределительных сетей ЭСК. Наиболее алгоритмически отработанным и программно апробированным является аппарат приведенного градиента [3] со стохастическим учётом многообразия режимов [4]. В данном случае предложен алгоритм снижения потерь электроэнергии от передачи реактивной мощности, основанный на теории многоуровневых систем [5]. В алгоритме процесс управления перетоками реактивной мощности реализуется на основе совокупности сложноорганизованных и взаимовлияющих подсистем. Представленный алгоритм позволяет достичь оптимального значения реактивных мощностей в распределительных сетях ЭСК и обеспечивает значительное снижение потерь электроэнергии. Кроме того, с помощью данного алгоритма можно реализовать управление реактивной мощностью на основе компенсирующих устройств с учётом загрузки установленных трансформаторов, что позволяет оптимизировать режим работы распределительных сетей ЭСК.

На современном этапе развития важная роль отводится активно-адаптивному управлению параметрами различных технологических процессов. В этом отношении развитие механизмов активно-адаптивного управления реактивной мощностью, основанного на изменении ее величины при изменении напряжения, нагрузки, структуры и других параметров распределительных сетей, безусловно, является актуальной задачей.

Это также соответствует общей политике перехода Российской Федерации к цифровой экономике. В [6] определены ключевые приоритеты цифровых преобразований экономики государства, в том числе и в сфере энергетики. Суть цифровой энергетики как части цифровой экономики, помимо технологического оснащения, состоит в формировании новых механизмов экономического взаимодействия, дающего его субъектам повышенный потенциал для наращивания эффективности. И наибольший эффект от цифровизации может быть достигнут там, где качественно меняется масштаб и характер такого взаимодействия.

Активно-адаптивная сеть в общем виде предполагает развитие элементов, направленных на повышение эффективности управления процессами производства, передачи и распределения электроэнергии. В этом отношении в мировой электроэнергетике получила широкое распространение концепция (технология) интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid) [7, 8].

Электрические сети, формируемые с использованием интеллектуальных систем управления на основе цифровых технологий, представляют собой многоуровневую систему, которая включает в себя измерительные системы, устройства автоматизации и

регулирования напряжения и нагрузки. Следует отметить, что построение активно-адаптивной сети предполагает реализацию целого ряда инновационных решений. Вместе с тем, интеграция цифровых технологий в электросетевой комплекс обеспечивает возможность их дальнейшего использования для повышения эффективности внедряемых инновационных процессов. С использованием активно-адаптивных технологий могут быть определены основные тенденции инновационного развития ЭСК, проведены исследования эффективности реализованных инноваций для принятия решений о возможности их дальнейшего распространения [9]. Таким образом, использование интеллектуальных систем управления на основе цифровых технологий позволяет не только повысить энергоэффективность ЭСК, но и значительно оптимизировать их деятельность.

Литература

1. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации: утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации № 511-р от 03.04.2013.
2. Беляевский, Р.В. Повышение энергоэффективности территориальных сетевых организаций при оптимизации потребления реактивной мощности: дис... канд. техн. наук: 05.09.03: защищена 26.11.2015 / Р.В. Беляевский. – Кемерово, 2015. – 132 с.
3. Крумм, Л.А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами / Л.А. Крумм. – Новосибирск: Наука, 1981. – 317 с.
4. Герасименко, А.А. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии [Текст]: монография. / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев. – Красноярск: СФУ, 2012. – 218 с.
5. Беляевский, Р.В. Разработка многоуровневой модели оптимизации размещения компенсирующих устройств в электрических сетях территориальных сетевых организаций / Р.В. Беляевский // Вестн. Кузбас. гос. техн. ун-та, 2017. – № 5. – С. 145–149.
6. Программа «Цифровая экономика Российской Федерации» : утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации № 1632-р от 28.07.2017.
7. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. – М. : ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
8. Buran, A., Nizkodubov, G., & Pryahin, I. (2016). Smart Grid Technologies: Trends and Perspectives. MATEC Web of Conferences, 91, [01054]. <https://doi.org/10.1051/matecconf/20179101054>.
9. Балакин, А.П. Инструменты повышения экономической эффективности инноваций в электросетевом комплексе на основе применения активно-адаптивных элементов сетей: дис... канд. экон. наук: 08.00.05: защищена 16.06.2015 / А.П. Балакин. – Смоленск, 2015. – 167 с.

ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИМ ПОТРЕБИТЕЛЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМОВ РОЕВОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Матренин П.В., Манусов В.З., Антоненков Д.В.

Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

Работа посвящена задаче оптимального управления генерирующим потребителем электроэнергии в интеллектуальной электроэнергетической системе. Отличительными особенностями работы являются решение задачи оптимального управления в условиях труднопредсказуемой выработки ветроэнергетических электростанций, применение роевых алгоритмов для построения системы управляющих правил и исследование полученных моделей на данных по двум различным потребителям.

Введение. Развитие возобновляемой энергетики и интеллектуальных электроэнергетических сетей (ИЭС) приводит появлению генерирующих потребителей (ГП) электроэнергии, которые участвуют в процессах двунаправленного обмена электроэнергией и информацией [1]. ГП управляет не только своей нагрузкой, но и потоком вырабатываемой электроэнергии, что значительно повышает сложность задач управления им [2, 3]. Современные исследования рассматривают в первую очередь принципы построения всей ИЭС и правила взаимодействия множества ГП [4, 5, 6]. В данной работе акцент сделан на оптимизацию правил управления одним ГП с труднопредсказуемой выработкой с помощью алгоритмов роевого интеллекта.

Постановка задачи. Рассмотрены два ГП – один на о. Русский, второй на о. Попова. Оба ГП, согласно проекту, имеют ветровые электростанции (ВЭС) на 16 и 20 МВт [7] и могут обмениваться электроэнергией как между собой, так и с внешней системой. Задача оптимального управления ГП может быть записана следующим образом:

$$A^{opt}(t) = \arg \max_{A(t) \in A^{pos}} \int_{t_0}^{t_T} f(t, S(t), A(t)) dt \quad (1)$$

$A^{opt}(t)$ – искомое оптимальное управление;

A^{pos} – область допустимых значений;

$f(t, S(t), A(t))$ – функция, определяющая экономическую выгоду или потери от выбранных в момент t действий $A(t)$ при нахождении ГП в состоянии $S(t)$;

t_0 и t_T задают период, за который рассматривается управление ГП.

Управление $A(t)$ состоит из трех функций от времени: $a_1(t)$ – объем покупаемой (продаваемой) электроэнергии при обмене с внешней системой, $a_2(t)$ – аналогично для обмена с соседним ГП, $a_3(t)$ – объем электроэнергии, накапливаемой (извлекаемой) из аккумулятора.

Состояние $S(t)$ характеризуется тремя функциями от времени: $s_1(t)$ – собственные потребности ГП, $s_2(t)$ – выработка ВЭС ГП, $s_3(t)$ – объем накопленной ГП электроэнергии.

Управленческие решения принимаются каждый час. В результате интеграл в выражении (1) заменяется на сумму дохода (расхода) на электроэнергию за каждый час.

Метод решения. В качестве модели принятия решений выбрано управление на основе списка правил с приоритетами. Каждый час t_i управление $A(t_i)$ формируется на основе состояния $S(t_i)$ и номера часа в сутках $h = i \bmod 24$. Модель, построенная на основе простых правил, априори обладает более высокой робастностью и масштабируемостью по сравнению с более сложными методами управления, например, обучением с подкреплением или предиктивным управлением [8]. Это важно в рассматриваемой ситуации, поскольку выработку ВЭС на несколько часов вперед для прибрежной зоны Дальнего Востока очень трудно или невозможно прогнозировать с высокой точностью.

Пример управляющего правила:

IF ($s_1(t_i) > s_2(t_i)$) AND $h > h_1$ AND $h < h_2$ THEN ($A(t_i) = accum_sale$)

где *accum_sale* – подпрограмма или функция, которая вычисляет объем электроэнергии, которая будет запасена в аккумулятор на продажу и объем электроэнергии на продажу.

Список правил изначально составляется экспертом, но полученная модель управления далека от оптимальной. Эксперт не может определить приоритеты применения правил и численные значения, используемые в правилах. Например, в какой временной интервал нужно отдавать предпочтение продаже электроэнергии, а в какой лучше запастись избытком в аккумулятор; в каких пропорциях покупать электроэнергию и брать из аккумулятора при дефиците. А приоритеты правил необходимы для ситуаций, когда условие выполняется у нескольких правил и нужно выбрать, какое одно из них реализовать.

Для оптимизации списка правил (расстановки приоритетов и выбора численных значений коэффициентов модели) в работе использованы алгоритмы роевого интеллекта. Роевые алгоритмы показывают высокую точность решения сложных задач оптимизации в электроэнергетике [8].

Эксперимент и результаты. Для проведения вычислительных экспериментов были взяты часовые данные генерации и потребления обоих ГП за 2 месяца и двухставочный тариф на электроэнергию. Созданная экспертом база правил оптимизировалась на этих данных тремя различными роевыми алгоритмами, при этом модель управления подбиралась одинаковая для обоих ГП, чтобы избежать подгонки правил под одного ГП.

Проведенное моделирование показало повышение дохода ГП о. Русский на 7 % и о Попова на 2,5 % по сравнению с правилами, составленными экспертным путем.

Выводы.

1. Предложенная модель управления на базе экспертных правил позволяет получить не наилучшее в конкретной ситуации управление, но робастное управление, которое может быть легко перенесено на иные климатические условия и особенности ГП.

2. Снизить трудоемкость построения экспертных правил, повысить их точность и выполнять адаптацию под заданного ГП можно с помощью роевых алгоритмов.

Литература

1. C.W. Gellings. The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response. Lilburn, CA: Fairmont Press, 2009, 300 p.

2. X. Fang, S. Misra, G. Xue, D. Yang. Managing smart grid information in the cloud: Opportunities model and applications // IEEE Netw., vol. 26, no. 4, pp. 32-38, Jul./Aug. 2012.

3. R. Zafar, et. al. Prosumer based energy management and sharing in smart grid // Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 82, part 1, pp. 1675-1684. 2018.

4. H. Mortaji, S. Siew, M. Moghavvemi, H. Almurib. Load Shedding and Smart-Direct Load Control Using Internet of Things in Smart Grid Demand Response Management // IEEE Transactions on Industry Applications, vol 53, is. 6, pp. 5155-5163, 2017.

5. P. Shah, I. Hussain, B. Singh. Multi-Resonant FLL Based Control Algorithm for Grid Interfaced Multifunctional Solar Energy Conversion System // IET Science, Measurement and Technology, vol. 12, is. 1, pp. 49-62, 2018.

6. N. Rahbari-Asr, U. Ojha, Z. Zhang, M.-Y. Chow. Incremental welfare consensus algorithm for cooperative distributed generation/demand response in smart grid // IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, Vol.5, No.6, p.2836-2845.

7. Energy Supply Technical Strategy of Russian Island // HPBS. URL: https://hpb-s.com/projects/russian_island/.

8. В.З. Манусов, Н. Хасанзода, П.В. Матренин. Применение методов искусственного интеллекта в задачах управления режимами электрических сетей Smart Grid. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. 240 с.

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Беляев¹ Н.А., Егоров¹ А.Е., Коровкин² Н.В., Чудный² В.С.

¹АО «Техническая инспекция ЕЭС», Москва, Россия,

²С-Петербургский политехнический университет Петра Великого, С-Петербург, Россия

Современные условия развития электроэнергетики в мире характеризуются возрастающими требованиями к надежности функционирования электроэнергетических систем (далее – ЭЭС) и качеству электроснабжения потребителей, что обусловлено, с одной стороны, экономически обоснованными тенденциями углубления электрификации экономики и домашних хозяйств (включая внедрение современных технологий производства и цифровизацию технологических процессов), с другой стороны, ростом социальной и экономической значимости надежного электроснабжения, особенно в крупных городах и мегаполисах. При этом на развитие электроэнергетики накладываются существенные ограничения на ценовые и тарифные последствия принимаемых инвестиционных решений, также обусловленные социально-экономическими факторами, которые выражаются в ограничении роста цен на электрическую энергию и мощность для конечных потребителей. Но современные технологии, такие как гибкие системы передачи электроэнергии (FACTS) [1], накопители энергии большой мощности, управление спросом (Demand Response), позволяют значительно повысить эффективность ЭЭС, снижая капитальные и эксплуатационные затраты.

В указанных условиях возникает проблема повышения эффективности планирования развития электроэнергетики в целях минимизации затрат на обеспечение растущего спроса на электрическую энергию при соблюдении необходимых технических, экологических и экономических требований и с учетом указанных современных технологий [2]. Учитывая, что современные ЭЭС представляют собой крупные энергообъединения, которые могут включать десятки тысяч единиц генерирующего оборудования, линий электропередачи и подстанций, задача планирования развития ЭЭС сводится в общем случае к мультикритериальной оптимизационной задаче, решаемой на дискретном множестве большой размерности. Получение решения подобных задач возможно при современных возможностях вычислительной техники, но требует разработки специальных методов.

Мультикритериальная оптимизация при планировании развития ЭЭС в настоящее время в России и в мире не применяется. В связи с высокой вычислительной трудоемкостью классическая постановка задачи планирования развития ЭЭС заключается в оптимизации по одному из критериев, который выбирается главным (как правило, экономический критерий – минимизация затрат), при этом остальные критерии выступают в роли ограничений [3]. Такой подход заведомо сужает область поиска решения, требует обоснования выбранных значений ограничений и их согласования, что трудно формализовать. Кроме того, ввиду сложности расчета значений отдельных целевых функций и отсутствия специальных методов для крупных ЭЭС задача решается на непрерывном множестве, при том что конкретные решения по развитию ЭЭС всегда дискретны. Такой подход часто приводит к искажению результатов решения.

При этом в последние десятилетия в смежных отраслях науки активно развивается применение мультикритериальных подходов к решению оптимизационных задач, в том числе на дискретных множествах решений (например, при проектировании сложных электротехнических и электронных устройств или систем), а развитие вычислительной техники позволяет рассматривать применение таких методов для решения задач большой размерности, каковой является и задача планирования развития ЭЭС [4]. Использование современных вычислительных возможностей, включая параллельные вычисления, позволяет положительно оценивать возможность широкого внедрения предлагаемого метода мультикритериального планирования развития ЭЭС.

Литература

1. Hingorani N.G., Gyugyi L. Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems – NY: IEEE Press, 2006. – 428 p.
2. Li W. Probabilistic transmission system planning. – IEEE, EIC BC Hydro, 2011. – 308 p.
3. Pankrushina T., Khorshev A. Methodical Approach to Assessing the Optimal Development Scale of Distributed Cogeneration in the UPS of Russia for the Long-Term. – E3S Web Conferences 114, 05006 (2019).
4. Belyaev N., Egorov A., Korovkin N., Chudny V. Allowance for capacity adequacy criterion in optimizing the prospective structure of electric power system. – E3S Web of Conferences 139, 01004 (2019).

ЭКОНОМИКО-ЮРИДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Стренин Д.А., Майдибор Д.О.

Финансовый университет при Правительстве РФ, Москва, Россия

Аннотация: в ходе данной работы авторами рассмотрены особенности и перспективы внедрения интеллектуальных энергосистем в Российской Федерации, освещены юридические проблемы, возникающие в ходе реализации технологий, предложены возможные способы их решения и даны рекомендации по эффективному осуществлению данной деятельности.

XXI век – век новых технологий, век внедрения инноваций во все сферы общественной жизни. Современная энергетика не остается в стороне. Одной из таких инноваций являются интеллектуальные энергосистемы. Под интеллектуальной энергосистемой мы понимаем автоматизированную совокупность алгоритмов, самостоятельно отслеживающую и распределяющую потоки электричества для достижения максимальной эффективности использования энергии, а также прочих стоящих задач.

Возникновение умных энергосетей нового поколения обуславливается следующими причинами: распределением генерации, а также увеличением объемов используемых технологий, базирующихся на возобновляемых источниках энергии; появлением новых методов управления потребительскими сервисами, инновационных технологий энергонакопления; открытием новых подходов в области подачи и распределения энергии в ходе использования высокоинтеллектуальных автоматизированных систем; появлением новых приложений, работающих с аналитикой данных по высоковольтным сетям.

Трансформация сегментов электроэнергетики позволяет достичь следующих эффектов: наращивание мощностей производства и обеспечение энергией удаленных и изолированных регионов, снижение потерь, возникающих в процессе передачи и трансформации электроэнергии; уменьшение пиковых сетевых нагрузок при распределении электроэнергии и, как следствие, снижение операционных затрат и потерь. Кроме того, трансформация сегментов позволит вести точный учёт потребления, а в бизнес-среде удовлетворять возрастающие требования к экологичности и энергоэффективности производства, интегрировать рынки сбыта электроэнергии, внедрять комплексное интеллектуальное управление как спросом, так и потреблением, а также распоряжаться и поставлять на рынок излишки энергии, где производителями станут прежние потребители электроэнергии. Переход к интеллектуальной энергосистеме России позволит сдерживать рост цен на электроэнергию до 2035 благодаря наращиванию генерирующей и сетевой мощности, количественному уменьшению потерь энергии до 70-80% и снижению потребности в новых мощностях до 60-70%. Кроме того, вышеописанное позволит значительно снизить показатели аварийности в инженерной инфраструктуре, повысить уровень энергетической безопасности и качества жизни населения в целом. Однако введение интеллектуальных энергосистем в России осложнено некоторыми юридическими проблемами. Рассмотрим их более подробно.

Как известно из исторического опыта, любые положительные экономические перемены, связанные с автоматизацией производства, влекут за собой негативные последствия для некоторых категорий граждан. В случае повсеместного применения интеллектуальных энергосистем, будет производиться сокращение штата работников, которые до определенного момента выполняли трудовые функции интеллектуальной энергосистемы. Расторжение трудового договора в таком случае будет происходить на

основании части 2 статьи 81 Трудового кодекса РФ. Поскольку предполагается повсеместное внедрение интеллектуальных энергосистем, мы считаем, что большое количество сотрудников данной отрасли приобретут категорию безработных. В связи с этим мы предлагаем принятие Федерального закона, обязывающего работодателя в случае внедрения автоматизированных систем в энергетической отрасли экономики за полгода до планируемого сокращения предоставить возможность за счет организации пройти специализированные курсы смены профессии сотрудникам, попадающим под сокращение или выплатить премию в размере n-количества месячных окладов. Следующей значимой проблемой является юридическая ответственность корпорации и отдельных физических лиц за действие автоматизированной энергосистемы. В современном отечественном праве не существует механизма привлечения к ответственности виртуальную программу. Однако мы рассматриваем такую систему, которая не является так называемым сильным искусственным интеллектом, что означает отсутствие волевого критерия субъективной стороны правонарушения. Предположим, что действия энергосистемы привели к экологической катастрофе. В таком случае необходимым будет выявление причин подобных действий. Их может быть несколько – ошибка в программном обеспечении интеллектуальной энергосистемы, недобросовестные действия энергетического предприятия или отдельных физических лиц. В первом случае юридическую ответственность будет нести конкретный программист или компания, осуществившая выпуск программы. Энергетическое предприятие при таких обстоятельствах не будет нести ответственность, но в случае, если в его действиях присутствует халатность, мы предполагаем возможность привлечения к ответственности и самого предприятия.

Во второй ситуации к ответственности будет привлекаться непосредственно та компания, чьи действия или бездействия повлекли причинение ущерба окружающей среде. Аналогично и с 3 случаем, привлекаться к ответственности будет определенный человек, в чьих действиях содержится вина. Но что делать, если действия и программистов, и энергетического предприятия, и конкретных физических лиц были верными, а причиной катастрофы служило решение самой интеллектуальной энергосистемы? Что, если программы посчитала катастрофу более предпочтительной, чем, допустим, вероятный убыток энергетического предприятия? Подобный пример невозможно регулировать современным правом, и, разумеется, любые действия, несущие вред, должны быть прекращены и должны нести последствия. При таком стечении обстоятельств мы предлагаем ввести в действующее законодательство понятие совместной юридической ответственности, согласно которому, ей будет подвергаться как автор программы, так и само предприятие. Новеллой будет являться тот факт, что между этими субъектами не существовало изначально сговора для совершения правонарушения, их вина относительна, но их совместные действия привели к наступлению негативных последствий.

Таким образом, в ходе данной научной работы мы рассмотрели перспективы внедрения интеллектуальной энергосистем в России и предложили пути решения некоторых юридических ситуаций, связанных с данным внедрением.

Литература

1. Доклад Фонда стратегических разработок «Северо-Запад». Технологии для умных городов. Фонд «Центр стратегических разработок Северо-Запад». 2017. 110 с;
2. Михеев Е.А., Н.Г. Семенова ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМА // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 3-1. URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=12027> (дата обращения: 10.04.2020);
3. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (в редакции от 24.04.2020) // СПС «КонсультантПлюс»;
4. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 N 195-ФЗ (ред. от 24.04.2020) // СПС «КонсультантПлюс»

Сессия 1.2. Трансформирующиеся интеллектуальные энергетические системы

СРЕДНЕСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С УЧЕТОМ ИХ РАБОТЫ В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. Иркутск, Россия

Планирование (прогнозирование) электроэнергетических режимов энергосистем – одна из задач, предусмотренная Правилами оперативно-диспетчерского управления. Среднесрочное планирование режимов охватывает период времени от нескольких суток до одного года. Распределение нагрузки между объектами генерации в ценовых зонах оптового рынка выполняется подразделениями Системного оператора по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии.

При планировании режимов учитываются: действующие и прогнозируемые тарифы на электрическую энергию; сведения о прогнозируемых объемах потребления и притоках воды в водохранилища ГЭС; объемы поставок, определенные в двусторонних договорах купли-продажи электроэнергии; информация о готовности к работе агрегатов электрических станций; технико-экономические характеристики оборудования; нормы расхода гидроресурсов для ГЭС.

Среднесрочное планирование необходимо для формирования сводных прогнозных балансов производства и поставок электроэнергии, для разработки среднесрочных производственных программ и бизнес-планов отдельных электростанций и генерирующих компаний.

Специфика участия в рынке и мотивация энергокомпаний в рыночной среде формируют цели и критерии принятия оптимальных решений. В условиях действующих рынков важно моделировать поведение отдельных участников оптового рынка, их взаимодействие и взаимозависимость.

К особенностям планирования режимов в условиях оптового рынка можно отнести следующие факторы [1, 2]:

- Генерирующие компании стремятся получить максимум своей прибыли;
- Отдельные поставщики способны влиять на уровни оптовых цен. Рынки электроэнергии относятся к рынкам с несовершенной конкуренцией;
- Отдельные электростанции входят в состав генерирующих компаний и подчинены корпоративной дисциплине. Загрузка электростанций планируется с учетом достижения не их индивидуальных интересов, а с учетом достижения целей компании;
- Потребление электроэнергии в среднесрочной перспективе реагирует на уровни рыночных цен. При планировании режимов следует принимать во внимание ценовую эластичность спроса на электроэнергию.

Существовавшие до недавнего времени методики планирования режимов, основанные на минимизации затрат на производство электроэнергии, не может полно отразить особенности работы ЭЭС в рыночных условиях.

В докладе сформулирована математическая модель для планирования режимов ЭЭС, рассматривающая среднесрочный период, разбитый на несколько временных интервалов. Модель позволяет определять равновесное состояние ЭЭС, при котором каждый поставщик получает максимальную прибыль от поставки электроэнергии на рынок и не стремится отклоняться от найденного равновесного состояния. Переменными задачи являются значения активной генерируемой мощности, перетоки мощности по связям в ЭЭС, уровни цен в узлах поставки и закупки активной мощности с оптового рынка, значения закупаемой мощности с учетом ценовой эластичности спроса потребителей. Для определения уровней цен в узлах ЭЭС моделируются действия подразделений Системного оператора по планированию режимов.

Представленная модель учитывает балансовые ограничения в узлах ЭЭС, ограничения по допустимым значениям мощности генерации и перетоков, ограничения по объемам расхода воды на ГЭС за несколько временных интервалов. Прогнозы состава готового к работе генерирующего и передающего оборудования, объемы приточности воды в водохранилища ГЭС считаются известными.

В докладе рассматриваются подходы к решению многоинтервальной задачи поиска равновесного состояния при планировании режимов в условиях действующего оптового рынка электроэнергии. Один из методов, хорошо описанный в литературе, относится к классу математического программирования с равновесными ограничениями (MPEC) [3]. Этот метод и его модификации EPEC [4] предполагает формирование совместных условий оптимальности для многих поставщиков в каждом из рассматриваемых интервалов времени. Равновесное состояние находится из прямого решения этой системы.

Вторым рассмотренным методом является итерационный поиск равновесного состояния. На каждой итерации максимизирует свою прибыль один поставщик. Издержки и возможности других конкурентов считаются известными и фиксированными. На следующей итерации оптимизируется выработка другого поставщика. Итерации продолжаются до тех пор, пока всем поставщикам не окажется выгодно не менять величину своей выработки.

В докладе приводятся результаты среднесрочного планирования режимов на примере одной из реальных ЭЭС.

Литература

1. Паламарчук С.И. Среднесрочное планирование выработки электроэнергии в электроэнергетических системах // *Электричество*, 2013, №7, с. 2-10.
2. Паламарчук С.И. Планирование режимов электроэнергетических систем в условиях современного оптового рынка // *Известия РАН. Энергетика*, 2018, №6, с. 3-17.
3. *Hobbs B.F., Metzler C.B., Pang J. S. Strategic Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach // IEEE Trans. Power Systems*, 2000, v. 15, № 2, pp. 638-645.
4. Guo L., Lin G.H., Zhang D., Zhu D. An MPEC reformulation of an EPEC model for electricity markets // *Operations Research Letters*, 2015, v. 43, № 3, pp. 262-267.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МАТЕМАТИЧЕСКОГО И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ

Новицкий Н.Н., Шалагинова З.И., Токарев В.В., Гребнева О.А., Луценко А.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Задачи расчета теплогидравлических режимов (ТГР) теплоснабжающих систем (ТСС), допустимости и оптимизации режимов являются базовыми для количественного анализа и обоснования решений по организации режимов функционирования ТСС. При этом к методическому, алгоритмическому и программному обеспечению этих задач предъявляются следующие требования: 1) адекватность реальным физическим процессам и свойствам исходной информации; 2) надежность, проявляющаяся в гарантированном получении решений с наперед заданной точностью; 3) быстродействие; 4) возможность решения задач большой размерности; 5) универсальность и адаптивность в отношении произвольной структуры объекта расчета, законов течения среды, изменения постановок задач расчета и расчетных условий. Эти требования диктуются: все возрастающей сложностью и размерностью ТСС; массовым внедрением нового оборудования; ограниченностью времени принятия решений на основе расчетов при диспетчерском управлении (ДУ); необходимостью проведения многовариантных расчетов при решении задач проектирования и эксплуатации; применением моделей и алгоритмов расчета потокораспределения при решении других более сложных задач (оптимального синтеза, реконструкции, управления режимами, идентификации и др.). Автоматизация процессов принятия решений по организации эксплуатационных режимов ТСС имеет фундаментальное значение, так как выбор способов организации режимов качество и оптимальность принимаемых решений на практике целиком зависит от опыта и квалификации инженера по режимам и от сложности объекта расчета.

В докладе рассматриваются следующие вопросы.

1. Обзор имеющейся методологической базы и краткая характеристика программного обеспечения для анализа и обоснования режимов функционирования ТСС. В том числе.

1.1. Новая методика наладочного расчета ТГР для организации нормальных эксплуатационных режимов ТСС, которая включает проверку допустимости режимов, расчет дросселирующих устройств на сети и вводах в здания потребителей с учетом дифференцированных поправок к расходам на компенсацию тепловых потерь в сети [1]. Методика позволяет: разрабатывать наладочные мероприятия для повышения качества теплоснабжения и обеспеченности потребителей; сократить циркуляционные расходы и снизить давление в сетях.

1.2. В ИСЭМ СО РАН разработан и на протяжении многих лет развивается ИВК «АНГАРА-ТС» [2] для автоматизации процессов анализа и принятия решений в задачах проектирования, эксплуатации и ДУ ТСС произвольной структуры и размерности. В рамках ИВК реализована технология разработки эксплуатационных режимов крупных ТСС с промежуточными ступенями регулирования [3], основанная на многоуровневом моделировании [4] и методике наладочного расчета ТГР.

1.3. При этом приоритетными направлениями развития методов моделирования и ПО являются: учет нового состава оборудования; разработка нетрадиционных методов расчета, таких как объектно-ориентированное моделирование [5]; задачи оптимизации и идентификации параметров режима, а также вопросы адекватности модели реальному состоянию ТСС, автоматизация процессов анализа и разработки эксплуатационных режимов [6].

2. Развитие методов обеспечения адекватности математического моделирования ТГР ТСС и оптимальности принимаемых решений при их организации.

2.1. Оптимизация режимов. Значительные резервы энергосбережения в ТСС можно реализовать за счет поддержания оптимальных режимов их работы. В докладе излагается методика иерархической оптимизации гидравлических режимов ТСС, достоинствами которой являются: возможность находить оптимальные гидравлические режимы ТСС реальной размерности, хорошая поддержка распараллеливания вычислений [7].

2.2. Моделирование смесительных насосных станций (СНС). Модифицирован модуль расчета потокораспределения, основанный на релейной методике расчета гидравлической цепи с регулируемыми параметрами, который позволяет моделировать режимы ТСС с наличием СНС [8]. Поскольку расход воды через СНС зависит от температуры смешанной воды, а она в свою очередь от потокораспределения и тепловых потерь в сети, то за один гидравлический и тепловой расчет определить потокораспределение не удастся, требуется внешний цикл итераций, критерием останова в котором будет достижение с заданной точностью требуемой температуры смешанной воды.

2.3. Секционирование кольцевых тепловых сетей. Формализована задача поиска варианта секционирования многокольцевой тепловой сети с несколькими источниками [9]. Задача секционирования ставится как оптимизационная. Поиск перспективного секционирования предполагает многовариантные расчеты ТГР. При этом решается задача поиска допустимого режима, с точки зрения обеспеченности потребителей.

2.4. Методика активной идентификации ТСС. Основным сдерживающим фактором эффективного применения методов математического и компьютерного моделирования для обеспечения адекватности моделей ТСС их реальному состоянию является отсутствие достоверной информации о фактических характеристиках и параметрах. Для преодоления этой проблемы разработаны подходы и методы обеспечения адекватности моделей ТСС их реальному состоянию [10]. Эффективность разработанной методики проявляется в минимизации общего числа экспериментов для получения заданных, либо максимально достижимых по точности определения фактических характеристик и предсказательных свойств модели ТСС.

3. Практическое применение. Применение перечисленных методических и программных разработок позволяет получать как экономический, так и социальный эффект за счет выявления и реализации потенциала энерго- и ресурсосбережения при организации режимов эксплуатации ТСС, повышения качества и надежности снабжения населения и промышленности тепловой энергией. **Результаты разработок нашли эффективное применение при проектировании, диспетчеризации, оптимизации режимов ТСС в различных организациях [11].**

Литература

1. Tokarev V.V., Shalaginova Z.I. Technique of multilevel adjustment calculation of the heat-hydraulic mode of the major heat supply systems with the intermediate control stages // Thermal Engineering. 2016. – Т. 63. – № 1. – С. 68-77.
2. Н. Н. Новицкий, В.В. Токарев и др. Информационно-вычислительный комплекс «АНГАРА-ТС» для автоматизации расчета и анализа эксплуатационных режимов при управлении крупными многоконтурными системами теплоснабжения // Вестник ИргТУ. Том 22, № 11. – 2018. – С. 126-144.
3. Новицкий Н.Н., Шалагинова З.И., et al. Технология разработки эксплуатационных режимов крупных систем теплоснабжения на базе методов многоуровневого теплогидравлического моделирования // Известия РАН. Энергетика. – 2018. – № 2. – С. 12 – 24. 288.
4. Novitsky N.N., Alekseev A.V., Grebneva O.A. et al. Multilevel modeling and optimization of large-scale pipeline systems operation // Energy. 2019. Т. 184. С. 151-164.
5. Новицкий Н.Н., Шалагинова З.И., Михайловский Е.А. Объектно-ориентированные модели элементов тепловых пунктов теплоснабжающих систем // Вестник ИргТУ. – 2017. –Т. 21. – № 9 (128). – С. 157-172.
6. Новицкий Н.Н., Алексеев А.В., Токарев В.В. Комплексное развитие и применение информационных технологий для автоматизации процессов анализа и разработки эксплуатационных

режимов инженерных систем тепло- и водоснабжения // Известия ВУЗов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. 2018. Т. 8. № 4 (27). С. 139-161.

7. Lucenko A.V. Optimization of hydraulic modes of distribution heat networks by dynamic programming // E3S Web of Conferences. 2018. ID. 03003.

8. Tokarev V.V., Novitsky N.N. The method of adjustment of heat supply systems with the multistage temperature control at pumping stations // MATEC Web of Conferences. 2018. 02006.

9. Tokarev V.V. Developing a procedure for segmenting meshed heat networks of heat supply systems without outflows // Thermal Engineering. 2018. Т. 65. № 6. С. 400-409.

10. Novitskii N.N., Grebneva O.A., Tokarev V.V. Investigation of active identification methods for thermohydraulic testing of heat networks // Thermal Engineering. 2018. Т. 65. № 7. С. 453-461.

11. Shalaginova Z.I., Tokarev V.V. Applied problems and methodological approaches to planning and implementation of operating conditions at district heating systems // Thermal Engineering. 2019. Т. 66. № 10. С. 714-729.

РАЗВИТИЕ ИНФОРМАЦИОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.В. Алексеев, Е.А. Михайловский, Н.Н. Новицкий

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Актуальность темы доклада определяется сложностью процессов разработки и управления режимами крупных трубопроводных систем (ТПС) различных типов, которая невозможна без применения современных информационных технологий. Для компьютерного моделирования ТПС разрабатывается специализированное программное обеспечение. Эти разработки, с одной стороны, направлены на решение конкретного класса задач из области проектирования, эксплуатации или управления ТПС, а с другой, – применительно к конкретным типам ТПС (тепло-, водо-, газоснабжения и др.). В ИСЭМ СО РАН, в рамках развиваемого научного направления – теории гидравлических систем накоплен многолетний опыт разработки универсальных методов расчета, применимых для любых типов трубопроводных систем.

Доклад посвящен разработке информационно-вычислительных технологий для создания цифровых двойников реальных ТПС различного типа и назначения.

В докладе рассматриваются основные результаты работы авторов в направлении применения информационно-вычислительных технологий для моделирования ТПС:

1. ИВС «АНГАРА» как базовая и универсальная технология для настройки и применения информационного и вычислительного окружения. Представлены новые возможности (информационные, создание многоуровневых структур, управление расчетными модулями, автоматизированный графический анализ исходных данных и результатов расчета). Описывается опыт применения ИВС для разных типов ТПС.

2. Технология интеграция информационных и математических моделей для выполнения расчетов. Для моделирования, оптимизации и обоснования режимов ТПС реализовано несколько ПВК. Для тепловых сетей разработан информационно-вычислительный комплекс (ИВК) «АНГАРА-ТС», для систем водоснабжения – ИВК «АНГАРА-ВС», для систем поддержания пластового давления – ИВК «АНГАРА-ДиСППД» и др. Все перечисленные ИВК состоят из универсальной информационно-вычислительной среды (ИВС) АНГАРА, набора расчетных модулей и БД, определенной структуры, учитывающей специфику конкретной ТПС.

3. Технология создания ЦИП предприятия. Дальнейшее развитие ИВС «АНГАРА» было направлено на интеграцию электронных расчетных моделей ТПС в корпоративные информационные системы эксплуатационных предприятий. Это позволило с одной стороны получить доступ ко всем имеющимся на предприятии актуальным данным по параметрам ТПС для проведения расчетов, а с другой стороны предоставить доступ к этим данным, а также результатам расчетов всем заинтересованным лицам, как внутри предприятия, так и внешним службам.

4. Технологии мобильного доступа к цифровым двойникам. В ряде случаев возникает необходимость в использовании данных цифровых двойников в местах с ограниченным или отсутствующим доступом к компьютерным сетям. Для таких случаев реализована мобильная версия (МИК) «Ангара», позволяющая загрузить копию электронной модели в мобильное устройство и использовать его без доступа к сети.

5. Технология автоматизации разработки вычислительных компонент ПВК. Разработанная объектная технология компьютерного моделирования ТПС позволяет однократно реализованный программный компонент применять для моделирования других типов ТПС и решения новых задач. Выделение объектов исходя из специфики предметной области позволило увеличить гибкость моделирования и снизить трудозатраты на кодирование типовых задач. В частности, выделены общие методы расчета сетевых задач,

сформирован набор разнообразных моделей элементов, реализованы алгоритмы работы с графами.

6. Интернет технологии. Одним из примеров объектного подхода к моделированию ТПС служит ПК «ИСИГР», сконфигурированный из набора независимых моделей элементов, сетевых методов и позволяющий проводить гидравлические расчеты систем водо-, тепло- и газоснабжения в сети интернет любому количеству пользователей, находящихся в любой точке мира. Авторы получили возможность тестировать новые методы на десятках тысяч схем, созданных пользователями.

7. Новые и перспективные технологии. Авторы считают чрезвычайно перспективной технологию интеллектуального моделирования ТПС. В процессе моделирования пользователь, не знакомый с методикой расчета, должен получать руководящие подсказки о необходимых действиях и анализ полученных результатов. Система должна контролировать запуск расчетных модулей в зависимости от результата завершения отдельных задач. Важным представляется технология автоматизации выбора альтернативных методов расчета, анализа, моделирования и оптимизации для решения конкретной задачи.

8. Организация вычислительного пространства на основе современных возможностей по параллельным и распределённым вычислениям позволит значительно сократить время расчета сетевых задач, что становится особенно актуально при решении сложных оптимизационных задач в режиме реального времени.

МЕТОДОЛОГИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ: ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Стенников В.А., Постников И.В., Пеньковский А.В., Медникова Е.Е.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В работе представлено обобщение результатов исследований по разработке научно-методического обеспечения для комплексного решения ряда ключевых технико-экономических и организационных задач построения, функционирования и развития современных теплоснабжающих систем (ТСС). Эти исследования проводились в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в течение 2017–2019 гг. при поддержке Российского научного фонда (Грант №17-19-01209). Наиболее значимые результаты проведенных теоретических и практических исследований представлены в [1–5].

В рамках разработанного научно-методического обеспечения решены следующие проблемы: оптимизация уровней централизации теплоснабжения в ТСС, технико-экономическое обоснование подключения новых потребителей к ТСС, выбор оптимальных форм рыночной организации теплоснабжения и оптимальных моделей рынка тепловой энергии в ТСС, комплексный анализ и обеспечение надежности ТСС с учетом топливоснабжения источников тепловой энергии (ИТ), а также ряд других вспомогательных задач. Также проведен ряд исследований по внедрению технологии активного потребителя (АП) в ТСС, главным образом, в части оптимальной загрузки централизованных ИТ и автономных ИТ АП, функционирующих в составе единой ТСС, а также по обеспечению надежности функционирования ТСС с учетом резервных функций АП.

При решении сформулированных задач применялись различные методы и подходы: общие подходы системного анализа, методические положения системных исследований в энергетике [6], оптимизационные модели на основе методов линейного и нелинейного программирования, математические модели и закономерности общей теории надежности технических систем, теории вероятностей и случайных процессов (в частности, марковских случайных процессов), методы теории гидравлических цепей (ТГЦ) [7], имитационное моделирование с использованием метода статистических испытаний, методический подход узловой оценки надежности теплоснабжения потребителей [8], итерационные алгоритмы на основе метода покоординатной релаксации, методы двухуровневого программирования, фундаментальные закономерности теплофикации и процессов теплопередачи, методы теории игр, методы статистического анализа и аппроксимации фактических данных для получения аналитических характеристик исследуемых объектов для их математического моделирования, методики технико-экономического анализа энергетических проектов и прочие методы.

Разработанная научно-методическая платформа для инновационного преобразования ТСС позволяет в едином комплексе решать различные задачи этой проблематики (построение, управление, обеспечение надежности и другие) с учетом их взаимосвязи и методологической совместимости, что в итоге обеспечивает поддержку решений по достижению максимальной эффективности, экономичности и надежности теплоснабжения потребителей.

На основе разработанного научно-методического обеспечения проведены следующие практические исследования для схем действующих ТСС городов Иркутской области:

- 1) оптимальное управление ТСС г. Ангарска Иркутской области с учетом несовпадающих интересов участников рынка тепловой энергии;
- 2) определение оптимальных масштабов развития действующей ТСС г. Иркутска на основе оптимизации радиуса эффективного теплоснабжения потребителей с учетом надежности;

3) комплексный анализ надежности ТСС г. Шелехова Иркутской области с учетом топливоснабжения ИТ.

Проведенные практические исследования подтвердили работоспособность разработанных в проекте методов и моделей не только для тестовых расчетных примеров, но и для реальных действующих ТСС городов. На основе результатов практических расчетов получены новые показатели и характеристики исследуемых систем, сформулированы направления их эффективного функционирования и развития при совместном решении комплекса наиболее ключевых и актуальных для отрасли теплоснабжения технических и организационно-экономических задач.

Литература

1. Postnikov I., Stennikov V., Mednikova E., Penkovskii A. Methodology for optimization of component reliability of heat supply systems. *Applied Energy* 2018, vol. 227, pp. 365–374.
2. Penkovskii A., Stennikov V., Mednikova E., Postnikov I. Search for a market equilibrium of Cournot-Nash in the competitive heat market. *Energy* 2018, vol. 161, pp. 193–201.
3. Postnikov I., Stennikov V. Modifications of probabilistic models of states evolution for reliability analysis of district heating systems. *Energy Reports* 2020, vol. 6, pp. 293–298.
4. Stennikov V., Penkovskii A. The pricing methods on the monopoly district heating market. *Energy Reports* 2020, vol. 6, pp. 187–193.
5. Stennikov V., Mednikova E., Postnikov I., Penkovskii A. Optimization of the effective heat supply radius for the district heating systems. *Environmental and Climate Technologies* 2019, vol. 23(2), pp. 207–221.
6. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории. Направления развития. М.: Наука, 1983.
7. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1985.
8. Сеннова Е.В., Смирнов А.В., Ионин А.А. и др. Надежность систем теплоснабжения. Новосибирск: Наука, 2000.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

Соколов Д.В., Стенников В.А., Барахтенко Е.А.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В статье представлен новый методологический подход к построению универсальной платформы для проектирования теплоснабжающих систем. Представлены причины разработки платформы и научная постановка задачи. Представлены основные методологические результаты, полученные при разработке платформы. Приведено описание научной и практической значимости полученных результатов.

Новый методический подход разрабатывается с использованием современных информационных технологий [1–3]. Методологический подход основан на парадигме модельно-ориентированного проектирования [4–8]. Суть этой парадигмы заключается в том, что программное обеспечение генерируется на основе формального описания, представленного моделями. Предложенный подход позволяет успешно решить проблему разделения методов решения прикладных задач и моделей элементов теплоснабжающей системы.

В статье представлено описание разработанной архитектуры программной платформы. Представлено описание архитектурных слоев платформы: вычислительной подсистемы, графической подсистемы и подсистемы доступа к базам данных.

Исследование выполнено по государственному заданию в рамках проекта 17.4.1 (рег. № АААА-А17-117030310432-9) фундаментальных исследований Сибирского отделения Российской академии наук.

Литература

1. R.C. Martin, Agile Software Development: Principles, Patterns and Practices. New York: Pearson Education, 2002.
2. G. Booch, Object-Oriented Analysis and Design with Applications. Boston: Addison-Wesley, 2007.
3. M. Fowler, D. Rice, M. Foemmel, E. Heatt, R. Mee, and R. Stafford, Patterns of Enterprise Application Architecture. Boston: AddisonWesley, 2002.
4. D.C. Schmidt, "Guest Editor's Introduction: Model-Driven Engineering," Computer, vol. 39, no. 2, pp. 25-31, Feb. 2006.
5. M. Volter, T. Stahl, J. Bettin, A. Haase, and S. Helsen, Model-Driven Software Development: Technology, Engineering, Management. New York: Wiley, 2006.
6. M. Brambilla, J. Cabot, and M. Wimmer, Model Driven Software Engineering in Practice. Synthesis Lectures on Software Engineering. San Rafael: Morgan & Claypool, 2012.
7. A.R. Silva, "Model-driven engineering: A survey supported by the unified conceptual model," Computer Languages, Systems & Structures, vol. 43, pp. 139-155, 2015.
8. V. Štuikys, and R. Damaševičius, Meta-Programming and Model-Driven Meta-Program Development. London: Springer-Verlag, 2013.

ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В ИРКУТСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Домышев А.В.¹, Шершов М.Ю.²

¹ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, ²ОАО «Иркутская сетевая компания», Иркутск, Россия

В статье предлагается методика моделирования и динамической оптимизации электрических сетей со стохастическими элементами. Эта задача актуальна для автоматического и автоматизированного управления нормальными режимами ЭЭС.

В качестве исходных данных для оптимизации режима выступает прогноз изменения параметров режима на заданное время. Прогнозный горизонт разбит на отдельные временные срезы через равные промежутки. Каждый срез представляет собой минимально необходимый набор исходных данных для расчета установившегося режима.

Задачей динамической оптимизации является минимизация суммарной целевой функции на всем прогнозном временном горизонте за счет выбора состава и времени управляющих воздействий (УВ). В отличие от статической оптимизации одного режима в задаче динамической оптимизации важно учитывать «стоимость» управляющих воздействий, которая зависит не только от вектора состояния системы, но и от времени. Стоимость управления тем или иным оборудованием зависит от таких факторов, как: остаточный ресурс оборудования; приоритет использования УВ; минимально допустимое время между коммутациями одним и тем же устройством. Наличие в целевой функции зависимости от времени применения предыдущих управляющих воздействий делает процесс оптимизации не Марковским процессом. Так как «стоимости» воздействий и зависимости «стоимости» от времени для разных устройств различны (например, РПН трансформаторов переключать можно редко, а управлять с помощью УШР можно достаточно часто), то отстроиться от таких воздействий и вернуть процессу оптимизации Марковские свойства не получится. Дополнительную сложность вносит необходимость учета стохастичности исходных данных. Величина дисперсии целевой функции может быть больше чем улучшение величины целевой функции в процессе оптимизации.

Предлагается эффективная методика решения задачи динамической оптимизации и ее проверка на данных реальной энергосистемы (Иркутской электросетевой компании).

Литература

- [1] Li W. et al. Dynamic energy management for hybrid electric vehicle based on approximate dynamic programming, *2008 7th World Congress on Intelligent Control and Automation*, IEEE, 2008, 7864-7869.
- [2] Kariotoglou N. et al. Approximate dynamic programming for stochastic reachability, *2013 European Control Conference (ECC)*, IEEE, 2013, 584-589.
- [3] Marler R. T., Arora J. S. Survey of multi-objective optimization methods for engineering, *Structural and multidisciplinary optimization*, 2004, 26(6), 369-395.
- [4] Vincent T. L., Grantham W. J. *Optimality in parametric systems*, New York, Wiley-Interscience, 1981. 257 p.
- [5] Proos K. A. et al. Multicriterion evolutionary structural optimization using the weighting and the global criterion methods, *AIAA journal*, 2001, 39(10), 2006-2012.
- [6] Koski J., Silvennoinen R. Norm methods and partial weighting in multicriterion optimization of structures, *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 1987, 24(6), 1101-1121.
- [7] Rentmeesters M. J., Tsai W. K., Lin K. J. A theory of lexicographic multi-criteria optimization *Proceedings of ICECCS'96: 2nd IEEE International Conference on Engineering of Complex Computer Systems (held jointly with 6th CSESAW and 4th IEEE RTAW)*, IEEE, 1996, 76-79.

- [8] Tseng C. H., Lu T. W. Minimax multiobjective optimization in structural design, //International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 1990. – Т. 30. – №. 6. – С. 1213-1228.
- [9] Athan T. W., Papalambros P. Y. A note on weighted criteria methods for compromise solutions in multi-objective optimization //Engineering optimization. – 1996. – Т. 27. – №. 2. – С. 155-176.
- [10] Gerasimov E. N., Repko V. N. Multicriterial optimization, *International Applied Mechanics*, 1978, 14(11), 1179-1184.
- [11] Lee S. M. et al. *Goal programming for decision analysis*, Philadelphia : Auerbach Publishers, 1972, 252-260.
- [12] Messac A. Physical programming-effective optimization for computational design, *AIAA journal*, 1996, 34(1), 149-158.
- [13] Saaty T. L. Decision making—the analytic hierarchy and network processes (AHP/ANP), *Journal of systems science and systems engineering*, 2004, 13(1), 1-35.
- [14] Liu C. et al. Probabilistic power flow analysis using multidimensional holomorphic embedding and generalized cumulants, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(6), 7132-7142.
- [15] Momoh J. A. *Electric power system applications of optimization*, CRC press, 2008.
- [16] АНАРЭС - комплекс программ для моделирование режимов энергосистем, [Электронный ресурс]: <http://anares.ru/software> [ANARES - software for power system modelling [Electronic resource] – Access: <http://anares.ru/software>]

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ЭНЕРГОРАЙОНА НА ПРИМЕРЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АКАДЕМГОРОДКА

Томин Н.В.¹, Курбацкий В.Г.¹, Борисов В.А.², Музалёв С.П.²

¹*Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия*

²*Иркутский научный центр СО РАН, Иркутск, Россия*

Инновационные и структурные изменения городских электрических сетей, их всё более тесное взаимодействие с транспортной системой и сферой услуг определяют тенденции и соответствующие исследования по разработке концепций «умного микрорайона» с последующим переходом к «умному городу» [1]. С появлением цифровых счётчиков электроэнергии, развитием телекоммуникаций и элементов интеллектуальных электрических сетей появилась возможность повышения гибкости и оптимизации потребления, снижения потерь энергии в городских электрических сетях посредством применения различных адаптивных режимных решений. Становится все более очевидным, что умные микрорайоны должны быть способны использовать расширенные возможности мониторинга и гибкости электрической сети благодаря интеллектуальной работе распределенных мультиэнергетических ресурсов (тепло, электричество, газ) в сочетании с инфраструктурой автоматизации и информационно-коммуникационным технологиям.

Эффективным решением этой проблемы может стать применение технологии цифрового двойника, под которым понимается виртуальный прототип реального объекта, позволяющий проводить эксперименты и проверять гипотезы, прогнозировать поведение объекта и решать задачу управления его жизненным циклом. Цифровой двойник электрических сетей – это реализованная на базе специального программного обеспечения математическая модель электрических сетей, способная оценивать надежность электроснабжения умного микрорайона и выявлять уязвимые места в его электрической сети, разрабатывать и визуализировать различные сценарии развития сети [2].

В 2019 году ИНЦ СО РАН приступил к реализации проекта по установке интеллектуальных приборов учёта электроэнергии, позволяющих более детально и точно отслеживать различные параметры электропотребления в электрических сетях жилого фонда Академгородка г. Иркутска [3]. Полученные данные планируется использовать для создания цифрового двойника электрической сети микрорайона. Это позволит более эффективно решить целый ряд оперативных задач (мониторинг электропотребления, оптимизация режима сети, минимизация потерь электроэнергии, моделирование и прогнозирование различных сценариев работы сети и т.п.), а также задач развития (оценка различных форм активности потребителей, реконструкция текущей сетевой инфраструктуры, появления в ближайшем будущем новых элементов гибкости системы).

В работе авторы предлагают концепцию построения цифрового двойника на базе методов машинного обучения с подкреплением, которые позволяют реализовать точную цифровую модель электрической сети с двунаправленным автоматическим обменом данными, используемая для моделирования, оптимизации и управления (рис. 1). В этом случае, данные, передаваемые из цифрового двойника, являются управляющими воздействиями. В обратном направлении отправленные данные являются либо обновлениями состояния, либо сигналами обратной связи. Поскольку цифровой двойник отслеживает всю информацию об анализируемой электрической сети, изменения в состоянии системы должны быть переданы в него для синхронизации. Сигналы обратной связи, которые отражают правильность действий управления, рассматриваются как вариант обновлений состояния.

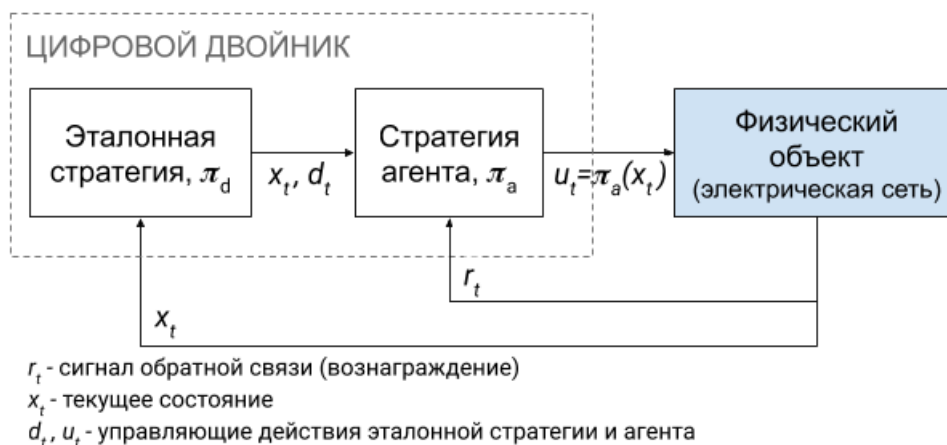


Рис.1. Архитектура алгоритма обучения с подкреплением для создания цифрового двойника.

Метод обучения с подкреплением позволяет решить ключевую проблему улучшения цифровых двойников через обучение. Преимуществом этого метода является то, что созданная виртуальная среда может проходить через бесконечное количество повторений и сценариев с целью обучения агентов, которые запоминают все сложившиеся ситуации и выходы из них давшие максимальное вознаграждение. Такой подход позволяет учесть специфику распределительных сетей, когда имеет место большое количество элементов, которое может только возрастать с учётом её преобразования в активную сеть (например, появление источников возобновляемой энергии, накопителей, активных нагрузок). Целевая функция агента, в этом случае, может быть как простой (минимизация затрат, сохранение требуемого уровня надёжности, снижение потерь электроэнергии), так и многоцелевой (минимизация затрат и сглаживание пика потребления).

Литература

1. Longo, M., Foiadelli, F. & Yaïci, W. Simulation and optimisation study of the integration of distributed generation and electric vehicles in smart residential district, International Journal of Energy and Environmental Engineering (2019) 10: 271. <https://doi.org/10.1007/s40095-019-0301-4>
2. Никитина Е.В., Полуэктов А.Н., Кох С. [Цифровой двойник для электрических сетей](#) // [Энергия единой сети](#). – 2019. – № 4 (46). – С. 32-36.
3. Чуйко Е., Апарцин К., Быстрицкий А., Барахтенко Е., Домышев А. Методология построения цифрового двойника сетей на примере электрической сети Академгородка. Перспективы использования инфраструктурных сетей ИНЦ СО РАН в качестве объектов научных исследований, Материалы II международной научной конференции «Энергоресурсоэффективность в интересах устойчивого развития», 16-20 сентября 2019, Иркутск. С. 69-72.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ И ОПТИМИЗАЦИИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ МУЛЬТИЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Д.М. Быков, Д.Н. Ефимов

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Комплексное управление энергетическим режимом энергосистемы подразумевает рассмотрение ее как мультиэнергетической системы – то есть с учетом производства, передачи, распределения и потребления различных энергоресурсов в их взаимосвязи. Управление развитием (планирование и проектирование) и функционированием (эксплуатация) энергосистем такого типа подразумевает обязательную координацию входящих в них одноресурсных подсистем. Расчет распределения потоков энергоресурсов в мультиэнергетической системе имеет как самостоятельное значение – для определения существования и допустимости эксплуатационных режимов, так и как существенная составляющая решения задач оптимизации режимов – обычно в целях обеспечения минимальной стоимости производства, передачи и распределения энергоресурсов. В задачах оптимизации режимов определяется размещение (при управлении развитием) и загрузка (при управлении функционированием) источников энергоресурсов и сетевых элементов.

В основе расчета потокораспределения лежит математическая модель установившегося режима системы. Для любой одноресурсной системы такая модель в самом общем виде включает топологические уравнения (соответствующие законам Кирхгофа) и компонентные уравнения – определяющие взаимосвязь параметров режима по дугам графа схемы системы. При учете двух и более видов энергоресурсов в модель включаются еще и уравнения сопряжения одноресурсных систем – уравнения энергетических хабов. К настоящему времени разработано и продолжает интенсивно разрабатываться большое количество моделей энергохабов разного назначения и детализации – от фиксированных узловых инъекций ресурсов в сопряженных системах до моделирования хаба как комплексной системы, в которой производительность преобразования сложным образом зависит от объема конвертируемого ресурса.

Математическая модель потокораспределения, как правило, нелинейна. Среди методов расчета наиболее универсальным является метод Ньютона-Рафсона. Вместе с тем, для конкретных постановок могут использоваться иные (как правило – неуниверсальные) методы, которые в своих ограниченных областях применимости показывают, однако, большую, чем классический метод Ньютона-Рафсона, эффективность (сходимость к решению, быстродействие).

В задачах оптимизации уравнения модели потокораспределения выступают в роли ограничений-равенств на параметры режима. Можно отследить преемственность постановок и методов решения задач оптимизации режима мультиэнергетической системы с известными задачами определения оптимальной загрузки электростанций (различающихся эффективностью и местоположением), а также оптимальных коэффициентов трансформации в электроэнергетической системе. Основным отличием оптимизации мультиэнергетической системы от названных примеров является определение оптимальной комбинации используемых видов энергоресурсов (поэтому в число оптимизируемых параметров обязательно входят параметры энергохабов).

В статье, на основе анализа публикаций, описывающих результаты исследований в рассматриваемой области, предпринята попытка систематизации математических моделей и методов расчета потокораспределения, постановок и методов решения оптимизационных задач, применяемых в настоящее время для исследования установившихся режимов мультиэнергетических систем.

ТРЕБОВАНИЯ К РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИИ С ПОЗИЦИЙ ГИБКОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

Трибунская А.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Понятие гибкости (flexibility) системы появилось в англоязычных исследованиях по управлению электроэнергетическими системами (ЭЭС) в начале 2000-х годов. Единая трактовка гибкости пока отсутствует. Можно отследить некоторую связь гибкости ЭЭС с гибкостью ее сетевых элементов (flexible alternative current transmission systems - FACTS), однако, понятие гибкости ЭЭС в целом, очевидно, является более широким. Гибкость ЭЭС характеризует степень, в которой ЭЭС может изменять имеющиеся генерацию и потребление электроэнергии, в ответ на любое изменение структуры, вне зависимости от неожиданного или ожидаемого характера этого изменения [1]. Соответственно, гибкая ЭЭС всегда остается управляемой и устойчивой.

Статья посвящена анализу современных подходов к повышению гибкости ЭЭС, в которых гибкость понимается как адаптивность управления энергосистемой, обеспечиваемая при наличии распределённой генерации (РГ).

Основными негативными проявлениями наличия РГ в энергосистеме являются следующие [2]:

1. Повышение напряжения в узлах сети. Интеграция РГ в сети низкого и среднего напряжения изменяют профиль распределительных сетей. Введение активной мощности в узле подключения РГ приводит к увеличению уровня напряжения. Если же в распределительной сети нет достаточной нагрузки, велик риск возникновения перегрузки по напряжению.

2. Возникновение обратных перетоков мощности. В случае, если генерация РГ превысит уровень нагрузки ее области, не исключена возможность проявления обратного перетока мощности в сторону сети более высокого профиля напряжения.

3. Перегрузки распределительной сети активной мощностью. Исторически, принято предотвращать возникновение феномена сетевой перегрузки запланированной модернизацией элементов распределительных сетей. Однако данный способ практически невозможен в условиях стохастической РГ.

4. Рост потерь электроэнергии. Эффект РГ, связанный с энергопотерями в сети заключается в изменении потока полной мощности. В случае, если нагрузка располагается поблизости от имеющейся РГ, энергопотери находятся на уровне даже ниже, чем в энергосетях без РГ. Однако, чем удалёнее нагрузка от источников РГ, и чем больше количество таких источников, тем выше энергопотери. Также, потери провоцируют периоды, когда потребление энергии снижено, а уровень генерации, за счет внешних факторов, повышен [3].

В статье показано, что для обеспечения гибкости управления ЭЭС при наличии РГ необходимы: управление спросом; активные «просьюмеры»; технология конверсии электроэнергии в тепловую; использование определенных источников возобновляемой энергии и аккумулялирование распределённой энергии.

Литература

1. Электронный ресурс [https://energypedia.info/wiki/Flexibility_\(Power_system\)](https://energypedia.info/wiki/Flexibility_(Power_system)).
2. Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system/ Final report to The European Commission// 2015.
3. Gerwent, R. /Distribution generation and renewables : introduction//

Сессия 2.1. Перспективные энергетические технологии:
экологически чистая и ресурсосберегающая энергетика,
возобновляемые источники энергии

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ГЕНЕРАТОРА НА ДРЕВЕСНОМ ТОПЛИВЕ

Марченко О.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Во многих странах мира активно разрабатываются и внедряются возобновляемые источники энергии. Их использование позволяет уменьшить сжигание традиционных органических топлив (угля, газа, жидких топлив), выделяющих парниковые газы и другие вредные вещества [1]. Важными возобновляемыми энергоресурсами являются солнечная и ветровая энергия, а также древесная биомасса, при сжигании или газификации которой не изменяется баланс диоксида углерода в атмосфере [2].

Выработка электрической энергии в установках на древесном топливе может быть реализована с помощью различных технологий, в том числе посредством прямого преобразования тепловой энергии в электрическую с помощью термоэлектрических генераторов (ТЭГ) [3]. Достоинства ТЭГ - отсутствие движущихся частей, надежность, длительный срок службы, возможность полностью автоматической работы без обслуживания. Одновременно с этим ТЭГ обладают и недостатками - низким КПД и высокой стоимостью. В связи с этим их целесообразно применять в автономных установках небольшой мощности, а также в устройствах, предназначенных в основном для теплоснабжения, когда низкий КПД преобразования тепловой энергии в электрическую не играет роли. Именно последний случай реализуется в печах, сжигающих биомассу.

В настоящей работе рассмотрены основные физические эффекты, за счет которых происходит прямое преобразование тепловой энергии в электрическую в полупроводниковых термоэлементах. Сформулирована и решена методом возмущений [4] сопряженная задача тепло- и электропереноса, получены уравнения теплового баланса и выражения для расчета основных энергетических характеристик. Найден способ сведения задачи с зависящими от температуры свойствами полупроводника к задаче с постоянными свойствами. Показано, что первое приближение метода возмущений практически совпадает с результатом, который дает метод среднеинтегральных параметров.

На основе литературных данных выбраны граничные условия для ТЭГ, проведена оптимизация его размеров, построены вольтамперные характеристики, определены максимальная мощность и КПД. Выполнены оценки стоимости и экономической эффективности применения ТЭГ.

Работа выполнена за счет средств гранта Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 19-58-80016).

Литература

1. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency assessment of renewable energy sources // E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 114. no. 05001. P. 1–6. DOI: 10.1051/e3sconf/201911405001.
2. Kozlov A., Marchenko O., Solomin S. The modern state of wood biomass gasification technologies and their economic efficiency // Energy Procedia. 2019. Vol. 158. P. 1004–1008. DOI: 10.1016/j.egypro.2019.01.244.
3. Rowe D.M. (Ed.). CRC handbook of thermoelectrics. CRC Press, Boca Raton, FL, 1995.
4. Marchenko O.V. Performance modeling of thermoelectric devices by perturbation method // International Journal of Thermal Sciences. 2018. Vol. 129. P. 334–342. DOI: 10.1016/j.ijthermalsci.2018.03.006.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ЦЕНЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕНЫ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТПУСКАЕМЫХ ПОТРЕБИТЕЛЮ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКОЙ

Клер А.М., Степанова Е.Л., Жарков П.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В России и во многих зарубежных странах достаточно регионов, чьи климатические условия требуют обеспечения потребителей не только электрической, но и тепловой энергией. Как известно, наибольшую энергетическую и экономическую эффективность можно достичь при работе ГТУ в режиме когенерации, а так же используя технологии утилизации тепла уходящих газов [1-5]. В связи с этим, исследования вариантов технологических схем ГТУ, эффективности режимов их работы, определение зависимости изменения цены электроэнергии от изменения цены тепла для различных климатических условий эксплуатации видятся в настоящее время весьма актуальными.

Целью данной работы являлась разработка методики определения зависимости изменения цены электроэнергии от изменения цены тепла теплофикационной ГТУ, оснащенной котлом-утилизатором и контактным теплообменником для подогрева подпиточной сетевой воды. Тепловая энергия, отпускается исследуемой энергоустановкой потребителям в виде горячей воды для нужд отопления и горячего водоснабжения. Используемая в рамках проводимых исследований конструкторско-проверочная математическая модель ГТУ была создана с помощью разработанного в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН программно-вычислительного комплекса Система машинного построения программ [6-8]. Математическая модель исследуемой установки состоит из разных моделей элементов. Конструкторская часть – модели всех элементов основаны на конструкторских расчетах с определением геометрических размеров теплообменников и номинальных расходов, давлений газа на входе и выходе из газовой турбины. Проверочная часть – модели всех ее элементов основаны на проверочных расчетах, которые проводятся при заданных конструктивных характеристиках, полученных в результате расчетов конструкторской модели, и позволяют определить параметры теплоносителей (газа, воздуха и воды). Конструкторско-проверочная математическая модель ГТУ позволяет осуществлять один конструкторский и несколько проверочных расчетов в режимах с различными температурами наружного воздуха.

Для определения зависимости изменения цены электроэнергии от цены тепла определялся возможный диапазон цены тепловой энергии и в данном диапазоне с определенным шагом были проведены оптимизационные исследования режимов работы теплофикационной ГТУ, где в качестве критерия оптимизации принималась цена электроэнергии при заданных цене отпускаемого тепла и внутренней норме возврата капиталовложений, определяющей уровень экономической эффективности инвестиционного проекта [9]. Нижняя граница диапазона цены тепловой энергии определялась с использованием при оптимизационных исследованиях режимов работы ГТУ эксергетического метода, позволяющего учитывать, как свойства самой энергоустановки, так и окружающей среды. Верхняя граница диапазона цены тепловой энергии была определена в результате решения задачи минимизации цены отпускаемой потребителю электроэнергии при максимально-возможном отпуске тепловой энергии, а так же при соблюдении всех внутренних и внешних условий строительства и эксплуатации ГТУ (при заданных внутренней норме возврата капиталовложений, ценах на топливо и т.д.). В результате решения задач нелинейной оптимизации получена зависимость цены электрической энергии от изменения цены тепловой энергии, отпускаемых потребителю (построена графическая зависимость) при предполагаемых климатических условиях эксплуатации исследуемой ГТУ.

Определены основные параметры номинального и характерных режимов работы энергоустановки в течении годового периода, суммарные и удельные капиталовложения, годовые выработка и отпуск электроэнергии и тепла, годовой расход топлива.

Литература

1. Ольховский Г.Г., Тумановский А.Г. Теплоэнергетические технологии в период до 2030 г. // Известия РАН. Энергетика. 2008. № 6. С. 79-94. DOI: 10.31857/S0002331020020120.
2. Фаворский О.Н., Полищук В.Л. Выбор тепловой схемы и профиля отечественной мощной энергетической ГТУ нового поколения и ПГУ на ее основе // Теплоэнергетика, 2010. № 2. С. 2-7. DOI: 10.1134/S0040601510020011.
3. Najjar Y.S.H. Gas turbine cogeneration systems: a review of some novel cycles // Applied Thermal Engineering. 2000. P. 179-197. DOI: 10.1016/S1359-4311(99)00019-8.
4. Bade M., Bandyopadhyay S. Analysis of gas turbine integrated cogeneration plant: process integration approach // Applied Thermal Engineering. 2015. P. 118-128. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2014.12.024.
5. Teemu Tolvo. Flue gas condensing and scrubbing: a winning combination. – Modern Power Systems. Global Trade Media Ltd, Kent, UK. 2015. March. Volume 35. № 3.
6. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН. 1997. 120 с.
7. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. Теплосиловые системы: оптимизационные исследования. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.
8. Клер А.М., Тюрина Э.А. и др. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2016. – 298 с.
9. Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С. Исследование эффективности теплофикационного энергоблока с противоаварийной паровой турбиной и утилизацией тепла уходящих газов // Теплофизика и аэромеханика. 2018. Том 25. № 6. С. 963—973. DOI: 10.1134 / S0869864318060136.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗЛОЖЕНИЯ АГЛОМЕРАТОВ ПРИ СЛОЕВОМ ГОРЕНИИ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Донской И.Г., Козлов А.Г., Пензик М.В., Свищев Д.А.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Сжигание твердых горючих отходов – это наиболее эффективный способ их утилизации. В развитых европейских странах сжигается до 50% всех муниципальных отходов; в России, по оценкам, менее 2%. КПД современных тепловых станций, работающих на ТБО и биомассе, и мощность единичных агрегатов для сжигания непрерывно растут, приближаясь к средним значениям, характерным для ископаемых топлив. Основной проблемой при сжигании отходов является организация эффективного горения и очистки продуктов сгорания.

При нагреве частицы отходов вспучиваются и выделяют значительное количество вязких продуктов (особенно это характерно для влажного топлива), которые обладают высокой адгезией. В результате образуются слипшиеся комья из частиц слоя, обладающие низкой проницаемостью для воздуха по сравнению с исходным материалом. Образование таких агломератов происходит случайным образом: основными факторами, определяющими спекание, являются доля плавящегося компонента и температурные диапазоны его размягчения и закоксовывания, а также время пребывания частиц в этом диапазоне температур.

Вопросы спекания слоя и связанной с ним неустойчивости слоевого горения рассматривался в ряде работ (например, [1–5]): авторы эмпирически фиксировали условия спекания, иногда извлекали из слоя агломераты и определяли их свойства. Чаще режимы со спеканием просто отбрасываются при анализе как неудачные, поскольку они, как правило, неустойчивы и неэффективны. В настоящей работе с помощью экспериментальной установки и математической модели процессов тепломассопереноса в пористых средах исследуется образование агломератов при нагреве смеси пластика с инертным материалом и их разложение.

Работа выполнена в ИСЭМ СО РАН при поддержке РФФИ (проект № 19-08-00744) с использованием оборудования ЦКП «Высокотемпературный контур».

Литература

1. Salganskaya M.V. et al. // Russian Journal of Physical Chemistry B. 2010. V. 4. No. 6. P. 928.
2. Ouadi M. et al. // Applied Energy. 2013. V. 103. P. 692.
3. Ong Z. et al. // AIChEJ. 2015. V. 61. No. 8. P. 2508.
4. Bhoi P.R. et al. // Energy. 2018. V. 163. P. 513.
5. Madadian E. Experimental Observation on Downdraft Gasification for Different Biomass Feedstocks // Gasification for Low-Grade Feedstock. InTech, 2018. P. 79.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА В РЕЖИМАХ OXYFUEL

Донской И.Г.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Актуальность работы связана с вопросами регулирования выбросов. Традиционные технологии сжигания не предполагают выделения и захоронения углекислого газа из продуктов сгорания. Одним из перспективных способов CCS является сжигание и газификация топлив в oxyfuel-режимах: при этом концентрация кислорода обычно выше, чем в воздухе, а роль балласта вместо азота играет смесь продуктов сгорания – CO₂ и H₂O [1]. Сжигание в режиме oxy-fuel имеет лучшие экологические характеристики по сравнению с традиционным сжиганием в воздухе. Процессы газификации угля в режимах oxyfuel пока слабо изучены, хотя такая технология может стать альтернативой сжиганию за счет повышения КПД при переходе от парового к парогазовому циклу [2].

В работах [3, 4] предложены способы моделирования и оптимизации ступенчатых и высокотемпературных процессов газификации, в том числе для смесевых топлив (уголь и биомасса). Модификация разработанных ранее математических моделей с учетом особенностей условий oxyfuel позволяет получить более глубокое понимание о таких процессах и предложить способы управления ими.

Работа выполнена в рамках гранта Президента РФ для государственной поддержки молодых кандидатов наук (МК-157.2020.8).

Литература

1. Chen L., Yong S.Z., Ghoniem A.F. Oxy-fuel combustion of pulverized coal: Characterization, fundamentals, stabilization and CFD-modeling // Progress in Energy and Combustion Science. 2012. V. 38. P. 156-214.
2. Ralnikov P.A., Abaimov N.A., Ryzhkov A.F. Investigation of coal entrained-flow gasification in O₂-CO₂ mixtures for oxy-fuel IGCC // Journal of Physics: Conference Series. 2018. V. 1128. Paper No. 012007.
3. Coal gasification process simulations using combined kinetic-thermodynamic models in one-dimensional approximation / I.G. Donskoy, V.A. Shamansky, A.N. Kozlov, D.A. Svishchev // Combustion Theory and Modelling. 2017. V. 21. No. 3. P. 529-559.
4. Donskoy I.G. Numerical study of operating parameters of a single-stage air-steam blown gasification process of pulverized coal // Energy Systems Research. 2019. V. 2. No. 3 (7). P. 56-62.

ИССЛЕДОВАНИЕ УПРАВЛЯЕМОЙ ГИБКОЙ СВЯЗИ ТУРБИНЫ И ГЕНЕРАТОРА МИКРОГЭС В АВТОНОМНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

А.А. Ачитаев, А.А Жидков, Д.А. Артюх

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, г. Красноярск, Россия

В этой статье проведены исследования по обеспечению в автономной энергосистеме синхронной параллельной работы генераторов с постоянными магнитами микрогидроэлектростанций, которые используют управляемую гибкую связь между турбиной и генератором. К актуальности данного исследования можно отнести проблему электромеханической совместимости при параллельной работе генераторов с разными параметрами постоянной времени механической инерции роторов электрических машин. Дан обзор и проанализированы достоинства и недостатки возможных вариантов решения указанной проблемы. В качестве ее перспективного решения предложена концепция на основе управляемой гибкой связи между генератором и турбиной. Приведены математические модели и сформированы законы и алгоритмы автоматического управления частотой вращения генератора. Представленные в статье осциллограммы имитационного и физического моделирования показывают поддержание синхронной параллельной работы синхронных генераторов с постоянными магнитами и автономной электроэнергетической системы при различной удаленности точек трехфазного короткого замыкания. Результаты математического моделирования, которые демонстрируют восстановление нормального режима после трехфазного КЗ в различных точках электрической сети показали, что использование электромагнитного вариатора позволяет значительно уменьшить колебания в энергосистеме и существенно сократить период восстановления нормального режима.

Экспериментальные исследования формирования угла дополнительного рассогласования при воздействии переменной нагрузки подтвердили возможность рассогласованной работы генератора и турбины. Формирование вспомогательного рассогласования позволяет обеспечить изменение момента генератора при постоянном моменте турбины и при переходных процессах в автономной электроэнергетической системе обеспечить электромеханическую совместимость с другими генераторами системы.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19_38_90034.

Литература

1. Ling Y. The fault ride through technologies for doubly fed induction generator wind turbines // Wind Engineering. – 2016. – vol. 40. – No. 1. – pp. 31-49.
2. Li, J., Yang, Q., Yao, P., Sun, Q., Zhang, Z., Zhang, M., & Yuan, W. (2016). A Novel use of the Hybrid Energy Storage System for Primary Frequency Control in a Microgrid. Energy Procedia, 103, pp. 82-87.
3. Глазырин Г.В., Казанцев Ю.В. Опережающее регулирование частоты и мощности на гидроэлектростанциях в изолированных энергосистемах. – Новое в российской электроэнергетике, 2017, № 11, с. 20–27.
4. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск: STT, 2001, т. 120.
5. Данилевич Я.Б., Антипов В.Н., Штайнле Л.Ю. Гидрогенератор для малой ГЭС с возбуждением от постоянных магнитов. – Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, 2009, № 84, с. 11–13.
6. Антипов В.Н. и др. Оценка эффективности конструктивного исполнения постоянных магнитов для низкоскоростных синхронных генераторов на основе расчета магнитного поля. – Электротехника, 2014, № 2, с. 2–5.

7. Удалов С.Н. и др. Повышение регулировочной способности ветроэнергетической установки в составе локальной энергосистемы – Энергобезопасность и энергосбережение, 2017, № 3, с. 33–40.
8. Голов П.В., Шаров Ю.В., Строев В.А. Система математических моделей для расчета переходных процессов в сложных электроэнергетических системах. – Электричество, 2007, № 5, с. 2–11.
9. Зиновьев Г.С. Основы силовой электроники. Новосибирск: Изд-во Новосибирского гос. технического университета, 2003, 664 с.
10. Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, “A review of the state of the art of power electronics for wind turbines,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 8, pp. 1859–1975, Aug. 2009.
11. R. Cardenas, R. Pena, S. Alepuz, and G. Asher, “Overview of control systems for the operation of DFIGs in wind energy applications,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 7, pp. 2776–2798, Jul. 2013.
12. S.N. Udalov et al. Increasing the regulating ability of a wind turbine in a local power system using magnetic continuous variable transmission // *Wind Engineering*. – 2018. – vol. 42. – No. 5. – pp. 411-435.
13. Montague R., Bingham C., Atallah K. Servo control of magnetic gears // *IEEE/ASME Transactions on Mechatronics*, 2012, vol. 17, No. 2, pp. 269–278.
14. J. Morren and S. W. H. de Haan, “Ride through of wind turbines with doublyfed induction generator during a voltage dip,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 20, no. 2, pp. 435–441, Jun. 2005.
15. C. Wessels, F. Gebhart, and R. W. Fuchs, “Fault ride-through of a DFIG wind turbine using a dynamic voltage restorer during symmetrical and asymmetrical grid faults,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 3, pp. 807–815, Mar. 2011.
16. A. D. Hansen and G. Michalke, “Fault ride-through capability of DFIG wind turbines,” *Renew. Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1594–1610, 2007.
17. G. Pannell, D. J. Atkinson, and B. Zahawi, “Minimum-threshold crowbar for a fault-ride-through grid-code-compliant DFIG wind turbine,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 25, no. 3, pp. 750–759, Sep. 2010.
18. Huang H. et al. Electronic power transformer control strategy in wind energy conversion systems for low voltage ride-through capability enhancement of directly driven wind turbines with permanent magnet synchronous generators (D-PMSGs) // *Energies*. – 2014. – vol. 7. – No. 11. – pp. 7330-7347.
19. Kranawetter K. et al. Control-Oriented Modelling of the Transient Behaviour of Hydrodynamic Couplings: A State-Space Approach // 2018 Annual American Control Conference (ACC). – IEEE, 2018. – pp. 2940-2945.

ЧИСЛЕННЫЙ МЕТОД РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЙ В ЧАСТНЫХ ПРОИЗВОДНЫХ НА ПРИМЕРЕ РАСЧЕТА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО КЕРАМИЧЕСКОГО ТЕПЛООБМЕННИКА ПЕРИОДИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ

Апанович Д.В., Клер А.М.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Расчеты динамических процессов в элементах теплоэнергетических установок (ТЭУ) (теплообменниках, камерах сгорания, турбомашин и др.) необходимы для обоснования допустимых и оптимальных режимов работы, выбора конструктивных характеристик элементов, оценки их надежности и др. Такие задачи сводятся к решению дифференциальных уравнений (обыкновенных и в частных производных). В настоящее время для таких расчетов в основном используются конечно-разностные методы[1] и методы конечных элементов[2]. Указанные методы характеризуются громоздкостью и сложностью. В статье предлагается метод, основная идея которого — свести решение уравнений к решению задач линейного программирования (ЛП)[3] демонстрируется на примере теплообменника периодического действия. Математическое описание включает следующие уравнения энергетического баланса газа и керамики соответственно на плоскости (X, T) , где X - обозначает собой длину теплообменника, а T - время работы. Также приведена более сложная модель, с учетом распространения тепла внутри шариков[4] керамической засыпки. Где к двум параметрам добавляется еще и третий - радиус шара в каждой точке.

$$(T_{gp}(x, \tau) - T_{cp}(x, \tau, r))\alpha F_{spec} + \rho^2 c^2 F_* W \frac{\partial T_{gp}(x, \tau, r)}{\partial x} + \rho^2 c^2 F_* \frac{\partial T_{gp}(x, \tau)}{\partial \tau} = 0$$

$$(T_{gp}(x, \tau) - T_{cp}(x, \tau, r))\alpha F_{spec} - \lambda \frac{\partial T_p(x, \tau, r)}{\partial r} = 0$$

$$(T_{gr}(x, \tau) - T_{cr}(x, \tau, r))\alpha F_{spec} - \rho^2 c^2 F_* W \frac{\partial T_{gr}(x, \tau)}{\partial x} - \rho^2 c^2 F_* \frac{\partial T_{gr}(x, \tau)}{\partial \tau} = 0$$

$$(T_{gr}(x, \tau) - T_{cr}(x, \tau, r))\alpha F_{spec} - \lambda \frac{\partial T_r(x, \tau, r)}{\partial \tau} = 0$$

$$\frac{\partial T_c(x, \tau, r)}{\partial \tau} - A \left(\frac{\partial^2 T_c(x, \tau, r)}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial T_c(x, \tau, r)}{\partial r} \right) = 0$$

$$x \in [0, L]; \tau \in [0, T]; r \in [r_0, r_1]$$

Здесь функциями: $T_{gp}, T_{gr}, T_{cp}, T_{cr}$ обозначаются температуры: T_{gp} — выхлопных газов; T_{gr} — воздуха; T_{cp} — керамики при ее нагреве; T_{cr} — керамики при ее остывании/

Задаем следующие начальные условия $T_{gp}(0, \tau, r) = 1800, T_{gr}(L, \tau, r) = 778$

Обменник работает циклически, т.е. значения температуры керамики зависят друг от друга. Когда заканчивается процесс нагрева, температура керамики в конце этого процесса должна быть равна температуре керамики вначале процесса охлаждения и наоборот:

$$T_{cp}(x, T, r) = T_{cr}(x, 0, r)$$

$$T_{cp}(x, 0, r) = T_{cr}(x, T, r)$$

Здесь функции $T_{gp}(x, \tau), T_{gr}(x, \tau)$ и $T_{cp}(x, \tau, r), T_{cr}(x, \tau, r)$ заменяются полиномами некоторой степени, с неизвестными коэффициентами. Затем мы подбираем

коэффициенты полиномов так, чтобы выполнялись все условия соблюдались через решение задачи ЛП.

Рассмотрены разные способы формирования таких задач и влияние способов на точность и скорость решения.

Литература

1. Дарьин Н. А., Мажукин В. И., Самарский А. А. Конечно-разностный метод решения уравнений газовой динамики с использованием адаптивных сеток, динамически связанных с решением // Журнал вычислительной математики и математической физики. 1988.
2. Митчелл Э., Уэйт Р. Метод конечных элементов для уравнений с частными производными: Пер. с англ. – Мир, 1981.
3. Юдин Д.Б., Гольштейн Е.Г. Линейное программирование: теория, методы и приложения. 1969.
4. Араманович И.Г., Левин В.И. Уравнения математической физики. М.: Наука, 1969.

Нестеренко Г.Б.^{1,2}, Гладков Д.С.², Зырянов В.М.², Кучак С.В.², Мокроусова Ю.В.², Пранкевич Г.А.¹,
Савицкий А.М.¹

¹ООО «Системы накопления энергии», ²Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

Состояние вопроса

Распределенная генерация находит все большее применение в России. Климатические условия нашей страны предрасполагают к применению источников энергии на угольном топливе, угольной суспензии, дизельном топливе и газе. Попутный газ является наиболее экологичным и экономичным видом топлива, который используют на газопоршневых установках (ГПУ), снабжающих электричеством объекты нефтегазовой отрасли. Автономные электростанции на базе ГПУ, как правило, должны работать под резкопеременной нагрузкой в связи со стохастическим характером потребления мощности буровыми установками. Однако ГПУ по сравнению с другими типами генераторных установок крайне чувствительны к резким сбросам и набросам нагрузки. Быстрые изменения мощности нагрузки приводят к срабатыванию технологической защиты и полному погашению блока. Такие технологические ограничения связаны с высокой инерционностью топливного тракта ГПУ [1]. Решением данной проблемы может стать применение современных быстродействующих систем накопления энергии (СНЭ), которые будут в темпе процесса реагировать на сбросы и набросы нагрузки и обеспечивать плавное изменение мощности генераторов [2-5].

Материалы и методы

Для исследования возможностей регулирования режима автономной энергосистемы посредством СНЭ были выполнены натурные испытания. Экспериментальная установка состояла из двух ГПУ GmbH MWM TCG 2020 V12K с генераторами типа AvK DIG 120 i/4 суммарной мощностью 2250 кВт, системы накопления энергии СНЭ-10-1200-400 мощностью 1200 кВА и энергоёмкостью 400 кВт·ч, а также модуля коммутирования нагрузки. В качестве активной нагрузки использовались: 2 нагрузочных модуля ИС-400-100 по 100 кВт каждый, 2 нагрузочных модуля «Load banks» по 400 кВт с ограничением мощности до 200 кВт, 2 электрокалорифера типа КЭВ-60 каждый по 200 кВт.

В системе накопления энергии СНЭ-10-1200-400 в качестве накопителей энергии использованы литий-ионные (литий-железо-фосфатные) аккумуляторы GBS-LFP100AH. Каждый аккумуляторный модуль рассчитан на 200 А·ч и состоит из шести блоков МА6×200.600. Связь литий-ионных аккумуляторных батарей с энергосистемой осуществлена через силовой трёхфазный трансформатор и три трехфазных двунаправленных транзисторных преобразователя мощностью 400 кВА каждый. В системе управления преобразователем использованы элементы теории мгновенной мощности и блок фазовой подстройки частоты.

В ходе испытаний были опробованы следующие алгоритмы управления СНЭ: ограничение скорости изменения мощности генератора (режим компенсации) и ограничение максимальной и минимальной мощностей генератора (режим ограничения мощности).

Результаты

Работая в режиме компенсации, СНЭ обеспечивает плавное изменение мощности ГПУ по экспоненциальному закону (рисунок 1а). СНЭ, выдавая мощность при набросе нагрузки и поглощая избыточную мощность ГПУ при сбросе нагрузки, исключает отключение агрегатов технологической защитой.

В режиме ограничения мощности СНЭ выдает или поглощает мощность при выходе нагрузки за верхнюю уставку или нижнюю уставку соответственно (рисунок 1б). Таким образом предотвращается работа ГПУ в неоптимальном режиме с повышенным расходом топлива и моторесурса.

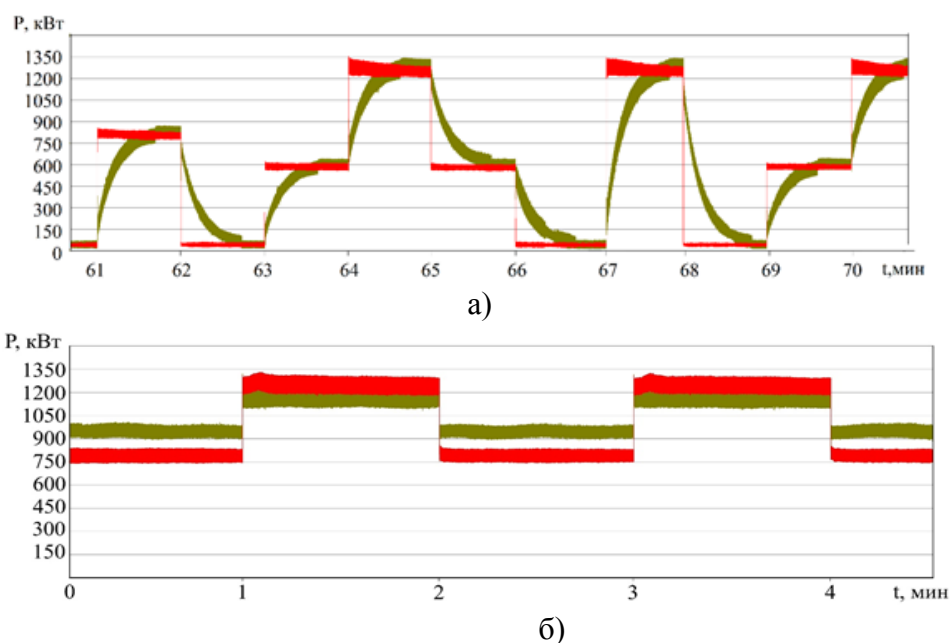


Рисунок 1 – Осциллограммы мощности нагрузки (красный цвет) и мощности ГПУ (зеленый цвет): а) в режиме компенсации; б) в режиме ограничения мощности.

Выводы

Натурные испытания совместной работы СНЭ и ГПУ подтвердили работоспособность всех подсистем СНЭ и эффективность алгоритмов управления. Сглаживая резкие сбросы и набросы мощности, СНЭ обеспечивает надёжную работу ГПУ при питании резкопеременной нагрузки. При этом снижается амплитуда крутильных моментов на валу генератора, обеспечивается благоприятный режим его работы. Использование СНЭ в режиме ограничения максимальной и минимальной мощности позволяет эксплуатировать ГПУ без риска отключений технологическими защитами в режимах малой нагрузки. Кроме того, может быть достигнут значительный экономический эффект при выборе генераторного агрегата не по максимальной мощности нагрузки, а с учетом ограничения ее пиков.

Литература

1. Эффективное использование накопителей электрической энергии для предотвращения отключений объектов распределенной генерации при кратковременных отклонениях частоты/ Илюшин П.В., Куликов А.Л., Березовский П.К. // Релейная защита и автоматизация. - 2019. - № 4. - С. 32-39.
2. Гибридный накопитель энергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов / Р.Н. Бердников, В.Е. Фортов, Ю.Г. Шакарян, К.К. Деньщиков // Энергия единой сети. – 2013. - №1. – С.40-51.
3. Zobaа, A.F. Energy storage technologies and applications. Rijeka, Croatia: Intech, 2013., - 328 pp.
4. Эффекты применения накопителей энергии в изолированных энергосистемах России / В.Ю. Кононенко, О.В. Вещунов, В.П. Билашенко, Д.О.Смоленцев // Арктика: экология и экономика. – 2014. - №2 (14). – С.61-66.
5. Концепция развития рынка систем хранения электроэнергии Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]: <https://minenergo.gov.ru/node/9029>

ГИДРОТЕРМАЛЬНАЯ ПЕРЕРАБОТКА ЩЕЛОЧНЫХ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦЕНОСФЕР ЛЕТУЧИХ ЗОЛ ОТ СЖИГАНИЯ УГЛЯ

Кутихина Е.А., Верещагина Т.А., Аншиц А.Г.

ИХХТ СО РАН, ФИЦ КНЦ СО РАН, Красноярск, Россия

Реализация стратегии устойчивого развития топливной и ядерной энергетик невозможна без решения экологических проблем, связанных с образованием и накоплением зольных и радиоактивных отходов, соответственно. Взаимовыгодный промышленный симбиоз, в котором отходы одного производства становятся ресурсами для другого, рассматривается в мире как основа создания ресурсосберегающей экономики замкнутого цикла [1]. Данный подход в полной мере применим к разработке технологий экономически приемлемого окончательного удаления жидких радиоактивных отходов ядерного энергопромышленного комплекса, объемы которых только в России составляют почти 500 млн. м³ с суммарной активностью $\sim 10^9$ Ки. Международная стратегия безопасного обращения со всеми типами радиоактивных отходов состоит в их минимизации и направлена на сокращение их количества путем концентрирования и удержания наиболее опасных радионуклидов в структуре устойчивых твердых материалов, подобных по составу и структуре природным минералам.

Задача отверждения радионуклидов цезия и стронция, входящих в состав жидких отходов атомной энергетики, может быть успешно решена с использованием ценосфер летучих зол тепловой энергетики, которые во всем мире рассматриваются как ценное минеральное сырье [2]. Ценосферы являются микросферическими стекловидными алюмосиликатными материалами с величиной отношения $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$, близкой к составу полевых шпатов и фельдшпатоидов. За счет этого они могут выступать в качестве прекурсоров минералоподобных фаз данных типов, способных включать катионы щелочных (Na^+ , $^{137}\text{Cs}^+$) и щелочноземельных ($^{90}\text{Sr}^{2+}$) металлов, входящих в состав различных типов РАО [3]. Ввиду наибольшего вклада радионуклида ^{137}Cs в активность отходов разработка низкотемпературных методов синтеза минералоподобных фаз ^{137}Cs , прежде всего, поллуцита $\text{CsAlSi}_2\text{O}_6$, имеет большое практическое значение. Наряду с этим, в мире существует проблема обращения с щелочными высокоактивными отходами (1-10М NaOH), образующимися в результате переработки отработавшего ядерного топлива и вывода из эксплуатации реакторов на быстрых нейтронах [4]. Основной стратегией их переработки является снижение активности путем селективного сорбционного извлечения из щелочных растворов радионуклидов $^{137}\text{Cs}/^{90}\text{Sr}$ с последующим переводом полученных низкоактивных растворов и отработанных сорбентов в отвержденные формы. Недостатком предложенных схем является необходимость разбавления концентрированных радиоактивных растворов гидроксида натрия для обеспечения эффективного функционирования сорбентов. К перспективным способам переработки жидких радиоактивных отходов относят гидротермальные методы, позволяющие в одностадийном процессе при относительно низких температурах перевести радионуклиды из раствора в структуру минералоподобного соединения и значительно (до 99%) снизить активность радиоактивных растворов.

В докладе представлены результаты изучения возможности иммобилизации радионуклидов $^{137}\text{Cs}/^{90}\text{Sr}$ в минералоподобных алюмосиликатных фазах, в частности, в структуре твердых растворов анальцим-поллуцит, в гидротермальных условиях ($T=80-150$ °С, аутогенное давление) с использованием щелочных растворов соединений стабильных изотопов цезия и стронция. В качестве кристаллоформирующего компонента в реактор добавляли ценосферы, выделенные из летучих зол от сжигания кузнецких углей. В работе использовали фракции ценосфер, стабилизированные по составу [5], с содержанием стеклофазы 90–95 мас. % и величиной $(\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3)_{\text{мас.}}=2,5-3,4$ (далее $(\text{SiO}_2-\text{Al}_2\text{O}_3)_{\text{стекло}}$)

(Рис. 1а). При проведении синтеза варьировали состав реакционных сред (отношение Cs/Na, концентрация NaOH, отношение жидкое/твердое), время и температуру обработки.

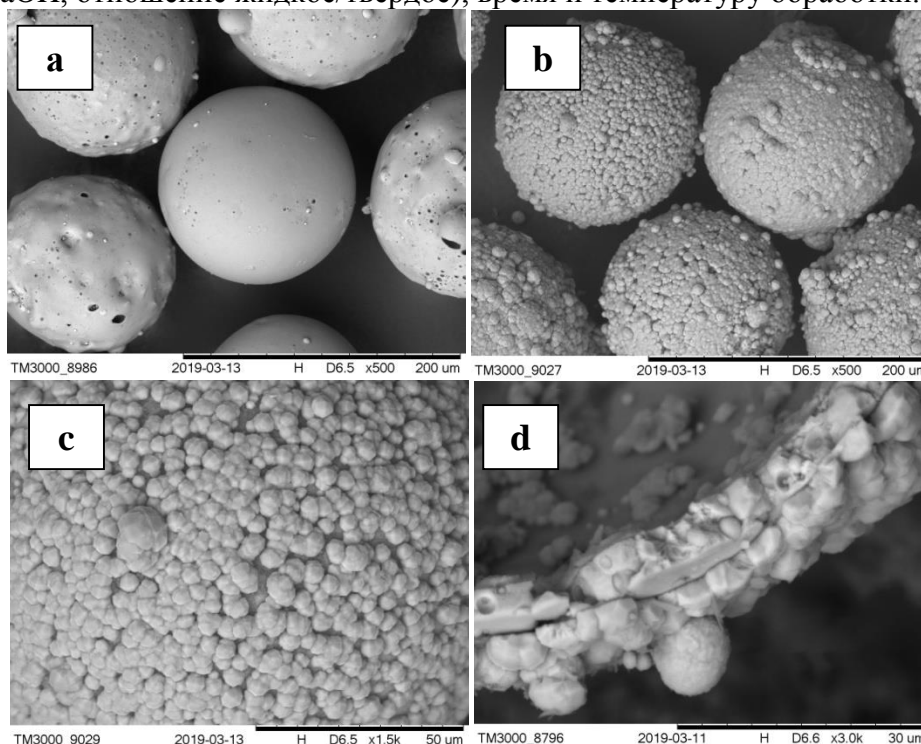


Рисунок 1. СЭМ снимки исходных ценосфер (а), микросферических глобул (b, c) и фрагмента стенки (d) продуктов кристаллизации, сформированных в системе $\text{Na}_2\text{O}-\text{Cs}_2\text{O}-\text{H}_2\text{O}-(\text{SiO}_2-\text{Al}_2\text{O}_3)_{\text{стекло}}$ с $(\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3)_{\text{мас.}}=3,4$

В результате гидротермальной обработки реакционных смесей состава $\text{Na}_2\text{O}-\text{Cs}_2\text{O}-\text{H}_2\text{O}-(\text{SiO}_2-\text{Al}_2\text{O}_3)_{\text{стекло}}$ получены микросферические глобулы размером до 200 мкм с композитной стенкой, состоящей из кристаллов твердых растворов анальцим-поллуцит состава $(\text{Na}_n\text{Cs}_{1-n})\text{AlSi}_2\text{O}_6 \cdot n\text{H}_2\text{O}$, которые локализованы на поверхности остаточного материала ценосфер (стекло, муллит). На рисунке 1 b-d показана типичная микроструктура сферических частиц, сформированных в Cs-содержащих системах при соотношении Cs/Na = 0,1. Для всех Cs-содержащих систем эффективность извлечения цезия из раствора составила 84–99% при среднем содержании Cs в кристаллических материалах 23–32 мас. %.

В случае Sr-содержащих систем, подвергнутых аналогичной гидротермальной обработке, эффективная иммобилизация стронция протекает в структуре полифазного микросферического материала в форме силиката.

Выявленные закономерности кристаллизации фаз с топологией каркаса типа анальцим в присутствии ценосфер могут служить основой одностадийного низкотемпературного процесса извлечения и иммобилизации в минералоподобной форме радионуклидов $^{137}\text{Cs}/^{90}\text{Sr}$ из щелочных радиоактивных отходов.

Литература

1. Chertow M.R. J. Ind. Ecol. 11 (2008) 11.
2. Blissett R.S., Rowson N.A. Fuel 97 (2012) 1.
3. Vasil'eva N.G. et al. Chemistry for Sustainable Development 18 (2010) 221.
4. Radioactive Sodium Waste Treatment and Conditioning. Review of Main Aspects. IAEA-TECDOC-1534, 2007.
5. Fomenko E.V. et al. Energy Fuels 27 (2013) 5440.

Работа выполнена в рамках гранта РФФИ №19-03-00448 и госзадания ИХХТ СО РАН (проект № АААА-А17-117021310222-4).

ПРОБЛЕМЫ ЭКОНОМИКО-ТЕОРЕТИЧЕСКОГО И ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АНТИМОНОПОЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Васильев М.Ю.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Электроэнергетика входит в число важнейших отраслей экономики, неэффективная работа которых может сказаться на всей экономике и благосостоянии населения. Для управления развитием и функционированием электроэнергетики применяются механизмы правового регулирования. Правовые нормы устанавливают требования к структуре отрасли, действиям субъектов регулирования, определяют функции и полномочия органов власти. В числе задач регулирования — сдерживание проявлений монопольной власти и поддержание уровня конкуренции. С точки зрения права сфера антимонопольного регулирования основывается на статье 34 Конституции РФ [1], согласно которой экономическая деятельность, направленная на монополизацию и недобросовестную конкуренцию, не допускается.

В задачах обоснования и исследования регулирования в электроэнергетике существенное значение имеет междисциплинарная связь экономики, права и физических закономерностей в электроэнергетических системах. Экономические науки изучают закономерности человеческой деятельности в разных условиях, организацию отраслевых рынков, механизмы регулирования, их результаты и побочные эффекты. Непосредственное воплощение регулирования происходит через правовую систему. Именно правовые нормы, закрепленные в законах и подзаконных актах, регулируют поведение субъектов рынка и органов власти.

В таких условиях очень важна согласованность междисциплинарного характера, т. е. между пониманием целей, задач и методов антимонопольной политики со стороны экономической теории и тем, насколько этим целям и задачам соответствуют действующие правовые механизмы. Также необходимо, чтобы сами правовые нормы и механизмы не противоречили друг другу и не генерировали отличающихся сигналов для субъектов электроэнергетики и инвесторов.

Опасения в отсутствие такой согласованности уже неоднократно высказывались исследователями. Так, Дилоренцо [2] отмечал, что отдельные компании, в т.ч. в электроэнергетике, получали монопольные привилегии вне взаимосвязи с текущим пониманием необходимости таких привилегий экономистами-теоретиками. Экономическая теория регулирования описывает как устанавливаются монопольные права и регулируются тарифы в зависимости от степени организованности групп политического влияния и вне зависимости от теоретического обоснования такого регулирования [3]. Непринцева и Шубин [4] отмечают, что именно применяемые в российской электроэнергетике методы антимонопольного регулирования стали фактором повышения концентрации производства в отрасли, т. е. фактически дали эффект, противоположный целевому. Рассогласование между экономико-теоретическими подходами к регулированию и их непосредственным воплощением в праве приводит к необоснованному регулированию и его неожиданным и не всегда положительным результатам, повышенным рискам для субъектов рынка и инвесторов.

Причины междисциплинарной рассогласованности могут быть разными. Если не брать во внимание причины политического характера, когда органы власти сознательно

вводят регулирование, расходящееся с представлениями о нем экономической теории, важной причиной противоречий в регулировании являются пробелы внутри самой экономической теории. В частности, в сфере антимонопольного регулирования доминируют взаимосвязанные концепции «рынка совершенной конкуренции» и «предельных издержек», но нет выработанной методики вычисления предельных издержек в силу теоретических проблем. Более того, разные исследователи под предельными издержками понимают не одно и то же [5].

Помимо междисциплинарной рассогласованности может наблюдаться рассогласованность правового характера — когда правовые нормы, действующие в одной системе правоотношений и изложенные в разных нормативных правовых актах, не согласованы между собой. Например, в [6] показано, что при действующем сочетании правовых норм участники рынка мощности, управляющие более чем одной генерирующей единицей мощности, не могут быть уверены, что их заявки будут соответствовать всем действующим правовым нормам одновременно.

В части установления требований к заявкам поставщиков на электроэнергетических рынках в России действует одновременно три нормативных правовых акта с несколькими различающимися нормами: ФЗ «Об электроэнергетике», ФЗ «О защите конкуренции» и приказ ФАС РФ [7-9]. Нормы указанных правовых актов не только рассогласованы между собой, но и прямо противоречат друг другу.

В полной версии статьи подробно рассматривается рассогласованность регулирования электроэнергетики междисциплинарного и правового характера.

Литература

1. Конституция Российской Федерации: принята всенар. голосованием 12 дек. 1993 г. // *Рос. газ.* — 1999. — 25 дек.
2. DiLorenzo T.J. The Myth of Natural Monopoly // *The Review of Austrian Economics*. 1996. Vol. 9. №2. Pp. 43–58.
3. Viscusi, W.K., Harrington J.E.Jr., Vernon J.M. *Economics of Regulation and Antitrust*. Massachusetts Institute of Technology. — Fourth Edition. — Cambridge, Massachusetts: The MIT
- Непринцева Е.В., Шубин С.А. Проблемы антимонопольного регулирования в электроэнергетике // *Бизнес в законе. Экономико-юридический журнал*. 2015. № 5. С. 199-202; № 6. — С. 180-183.
5. Васильев М.Ю. Предельные издержки и характеристика предложения поставщика-ценополучателя для рынка на сутки вперед в электроэнергетике // *Вестник ИрГТУ*. 2018. №3. Том 22. С. 122-137.
6. Васильев М.Ю. Антимонопольная политика в электроэнергетике: эффективность рынка мощности и обоснованность действий поставщиков // *Журнал новой экономической ассоциации*. 2019. №4 (44). С. 190-207.
7. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
8. Федеральный закон от 26.07.2006 N 135-ФЗ «О защите конкуренции».
9. Приказ ФАС от 14.11.2007 №378.

ТЕОРЕТИКО-ИГРОВОЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ СТИМУЛИРУЮЩИХ ТАРИФОВ НА РОЗНИЧНОМ РЫНКЕ НА ПРИМЕРЕ РЕГИОНОВ РФ

Н. И. Айзенберг¹, Н. И. Воропай^{1,2}, Е. В. Сташкевич²

¹Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

²Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

В докладе рассматриваются взаимодействия энергоснабжающей организации и нескольких типов потребителей на розничном рынке в свете задачи стимулирования потребителей к оптимизации своей нагрузки. На сегодняшний день разработаны схемы решения, как на оптовом рынке, так и на розничном [1]. При этом механизмы управления спросом на оптовом рынке имеют более простые схемы, чем на розничном. Это связано с большей предсказуемостью поведения крупных промышленных потребителей и электроснабжающих компаний, включая гарантирующих поставщиков, действующих на оптовом рынке. В докладе обсуждаются методы управления спросом для розничного рынка. Естественным выглядят ценовые механизмы стимулирования потребителей к изменению графика потребления, в том числе его выравнивания относительно среднего за день. В сегодняшних условиях активное развитие получили методы on-line ценообразования, связанные с применением smart grid. На розничном рынке мы имеем дело со взаимодействием нескольких сторон, имеющих свои, в том числе противоположные интересы. С этим связаны теоретико-игровые постановки задач [2].

Ключевые моменты модели: - ритейлер или электроснабжающая организация действует, исходя из максимизации прибыли и издержек за суммарный объем поставок; - несколько типов потребителей с разными предпочтениями, максимизирующие свою выгоду от потребления или минимизирующие свои затраты на покупку электроэнергии.

В докладе рассматривается координация взаимодействия между потребителями и розничной компанией. Задачу управления потреблением электроэнергии предлагается решать с использованием нескольких моделей [3]: 1) установления тарифов, равновесных по Нэшу, 2) тарифообразования при максимизации общественного благосостояния, 3) определения тарифов при возможном неблагоприятном отборе. Рассмотрены формирование тарифов для оптимизации кривой нагрузки для разных типов потребителей при двух рыночных конфигураций: монополия и конкурентная среда [4]. Анализ проводится на основе функций полезности потребителей, которые достаточно хорошо описывают реальную ситуацию и позволяют внедрить систему стимулов для оптимизации кривой нагрузки (смещение нагрузки с пикового времени суток). Мы сравниваем эффективность различных моделей розничного рынка для управления спросом, которые формируют смешанное и раздельное равновесие.

Разработанная методика назначения тарифов применяется для реальной системы электроснабжения небольшого района г.Иркутска.

Литература

- [1] Mohsenian-Rad, H., Wong, V.W., Jatskevich, J., Schober, R., Leon-Garcia, A. Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid // IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, v.1, №3, pp. 320-331.
- [2] Samadi, P., Mohsenian-Rad, H., Schober, R., Wong, V. W. Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design // IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, v.3, №3, pp. 1170-1180.
- [3] Aizenberg, N., Stashkevich, E., Voropai, N. Forming rate options for various types of consumers in the retail electricity market by solving the adverse selection problem // International Journal of Public Administration, 2019, v. 42, № 15–16, pp. 1349–1362.
- [4] Aizenberg, N., Voropai, N. Price setting in the retail electricity market under the Bertrand competition // Procedia computer science, 2017, v. 122, pp. 649-656.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ ДИНАМИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ВЕКТОРНЫМ ВХОДОМ И ПРИЛОЖЕНИЕ К ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ОБЪЕКТАМ

Антипина Е.Д., Таиров Э.А.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

alla_vasilyevna@mail.ru

Рассматривается задача моделирования нелинейной динамической системы с векторным входом с помощью полиномов Вольтерра [1]

$$y(t) = \sum_{m=1}^N \sum_{i_1 \leq \dots \leq i_m \leq p} f_{i_1 \dots i_m}(t), t \in [0, T], \quad (1)$$

$$f_{i_1 \dots i_m}(t) = \int_0^t \dots \int_0^t K_{i_1 \dots i_m}(s_1, \dots, s_m) \prod_{j=1}^m x_j(t - s_j) ds_j \quad (2)$$

$(x(t) = (x_1(t), \dots, x_p(t))^T$ – вектор-функция времени, отклик $y(t)$ – скалярная функция времени, $K_{i_1 \dots i_m}$ – ядра Вольтерра (симметричны по переменным s_1, \dots, s_m , которые соответствуют совпадающим индексам i_1, \dots, i_m), способных описывать объекты типа "вход-выход" (рис. 1).



Рис. 1. Модель типа "вход-выход".

Основная сложность использования (1), (2) состоит в идентификации переходных характеристик системы (ядер Вольтерра). В теоретическом плане работа продолжает исследования [1]. Выполнено обобщение алгоритма идентификации (1), (2) при $N = 2, 3$ на случай произвольного числа p входных сигналов.

Прикладная часть работы продолжает [2]. На базе квадратичного ($N = 2$) полинома Вольтерра (1) выполнено построение и исследование точности моделирования динамики давления и температуры в теплотехническом оборудовании на участке пароводяного тракта энергоблока Назаровской ГРЭС. Данный участок включает в себя конденсатор типа 80-КЦС-1 и подогреватель низкого давления. В качестве входных воздействий рассмотрены отклонения расхода воды и расхода пара от соответствующих начальных значений.

Все тестовые испытания для получения необходимого набора исходных данных проводились с использованием ПК «P150» [3]. Вычислительный эксперимент выполнен с помощью пакета прикладных программ Matlab.

Работа выполнена в рамках научных проектов Ш.17.3.2 программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310442-8, и Ш.17.1.3 программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310443-5.

Литература

1. Apartsin A. S. Nonclassical Volterra Integral Equations of the First Kind: Theory and Numerical Methods. VSP, Utrecht-Boston, 2003. – 168 p.
2. Antipina E. D., Spiryaev V. A., Tairov. E. A. Application of a Volterra quadratic polynomial to modeling elements of heat engineering devices E3S WEB OF CONFERENCES electronic edition (EDP Sciences), 2019.
3. Таиров Э. А., Логинов А. А., Чистяков В. Ф. Математическая модель, численные методы и программное обеспечение тренажера для энергоблока Иркутской ТЭЦ – 10. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1999. – Препринт № 11. – 43 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ МУЛЬТИАГЕНТНОЙ МОДЕЛИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ, РАЗРАБОТАННОЙ В ПРОГРАММНОЙ СРЕДЕ NYLOGIC

Стенников В.А., Барахтенко Е.А., Майоров Г.С.

Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Аннотация: Основной целью данной статьи является разработка и исследование модели интегрированной энергоснабжающей системы в программной среде AnyLogic с помощью мультиагентного подхода. Создание единой интегрированной системы позволит реализовать новые функциональные возможности, повысить надежность за счет улучшения резервирования и более быстрого принятия решений в нормальных и аварийных ситуациях, определять наиболее выгодный маршрут снабжения индивидуально для каждого потребителя, исходя из стоимости и конструктивных особенностей, и участвовать потребителям с собственными источниками энергии в процессе энергоснабжения системы. Мультиагентная модель интегрированной энергоснабжающей системы создана в программной среде AnyLogic, использующей передовые технологии для моделирования сложных систем и позволяющей наглядно и детально отображать механизмы взаимодействия объектов в системе и анализировать полученные результаты. В настоящем исследовании подробно описана полученная мультиагентная модель, ее основные агенты и их диаграммы состояний. Также приводится описание и анализ эксперимента, проведенного с помощью данной модели. Полученные результаты показывают, что мультиагентная модель интегрированной энергоснабжающей системы работает корректно и выполняет все заданные функции.

Литература

1. Voropai N.I., Stennikov V.A., Barakhtenko E.A. Methodological principles of constructing the integrated energy supply systems and their technological architecture // Journal of Physics: Conference Series. 2018. Vol.1111. No.1. ID: 012001. [https://doi: 10.1088/1742-6596/1111/1/012001](https://doi.org/10.1088/1742-6596/1111/1/012001)
2. Воропай Н.И., Стенников В.А., Сендеров С.М., Барахтенко Е.А., Коверникова Л.И., Войтов О.Н., и др. Интегрированные инфраструктурные энергетические системы регионального и межрегионального уровня // Энергетическая политика. 2015. № 3. С. 24-32.
3. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия Академии наук. Энергетика. 2014. № 1. С. 64-73.
4. René Verhoeven, Eric Willems, Virginie Harcouët-Menou, et al. Minewater 2.0 Project in Heerlen the Netherlands: Transformation of a Geothermal Mine Water Pilot Project into a Full Scale Hybrid Sustainable Energy Infrastructure for Heating and Cooling // Energy Procedia. 2014. 46. pp. 58-67. [https://doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.158](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.158)
5. Ran X., Zhou R., Yang Y., et al. The Multi-Objective Optimization Dispatch of Combined Cold Heat and Power Based on the Principle of Equal Emission // 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, United States. 22-26 July 2012. pp. 1-5. [https://doi: 10.1109/PESGM.2012.6345053](https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345053)
6. Amjad Anvari-Moghaddam, Ashkan Rahimi-Kian, Maryam S.Mirian, Josep M. Guerrero. A multi-agent based energy management solution for integrated buildings and microgrid system // Applied Energy. 2017. Vol. 203. pp. 41-56. [https://doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.007](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.007)
7. Felix Bünnigab, Michael Wetter, Marcus Fuchs, Dirk Müller. Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: Performance comparison and operation optimization // Applied Energy. 2018. Vol. 209. pp. 502-515. [https://doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.072](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.072)
8. Yi Ren, Dongming Fan, Qiang Feng, Zili Wang, Bo Sun, Dezhen Yang. Agent-based restoration approach for reliability with load balancing on smart grids // Applied Energy. 2019. Vol. 249. pp. 46-57. [https://doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.119](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.119)

9. Wooldridge M., Jennings N. Intelligent Agents: Theory and Practice // The Knowledge Engineering Review. 1995. Vol.10. N2. pp.115-152.
10. Gleb Mayorov, Valery Stennikov, and Eugene Barakhtenko. Application of the multiagent approach to the research of integrated energy supply systems // E3S Web of Conferences: International Conference of Young Scientists “Energy Systems Research 2019”. 2019. Vol. 114. pages 01006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911401006>
11. Антонова В.М., Гречишкина Н.А., Кузнецов Н.А. Анализ результатов моделирования пассажиропотока станции метро в программе AnyLogic // Информационные процессы. 2018. Т.18. №1. С 35-39.
12. Yongan Zhang, Ying Wang, Long Wu a. Research on Demand-driven Leagile Supply Chain Operation Model: a Simulation Based on AnyLogic in System Engineering // Systems Engineering Procedia. 2012. №3. С. 249-258. <https://doi: 10.1016/j.sepro.2011.11.027>
13. Мокшин В.В., Кирпичников А. П., Маряшина Д.Н., Стадник Н.А., Золотухин А.В. Сравнение систем структурного и имитационного моделирования Stratum 2000, Actor Pilgrim, AnyLogic, // Вестник технологического университета. 2019. Т.22. №4. С. 144-148.
14. Мезенцев К.Н. Моделирование цифровых схем управления в программе AnyLogic // Наука России: Цели и задачи: сб. научн. тр. IX Междунар. науч. конф. 2018 (г. Екатеринбург, 10 июня 2018 г.) Екатеринбург, 2018. С. 15-19. <https://doi: 10.18411/sr-10-06-2018-03>
15. Любченко А.А., Копытов Е.Ю., Богданов А.А. Статистическое моделирование качественных показателей эксплуатации и технического обслуживания средств железнодорожной электросвязи в среде AnyLogic // Доклады ТУСУР. 2018. Т.21. №4. С. 98-108. <https://doi: 10.21293/1818-0442-2018-21-4-98-108>
16. Елуферьева Ю.С., Пальмов С.В. Моделирование работы железнодорожного вокзала средствами AnyLogic // Международный научно-исследовательский журнал. 2018. №12-1(78). С. 121-127. <https://doi: 10.23670/irj.2018.78.12.021>
17. Володарец Н.В., Белоусова Т.П. Имитационное моделирование рабочих процессов в транспортном узле в условиях эксплуатации на основе AnyLogic // Современные инновационные технологии подготовки инженерных кадров для горной промышленности и транспорта. 2018. Т.1. №4. С. 244-248.
18. Шарнин Л. М., Кирпичников А. П., Заляев Б. М., Васильев В. Д., Шайхутдинов Ш. А., Нитшаев Р. А. Моделирование задачи производства изделий с помощью AnyLogic // Вестник технологического университета. 2019. Т.22. №4. С. 153-157.
19. Абрамов В.И., Кудинов А.Н., Евдокимов Д.С. Применение социального моделирования с использованием агент-ориентированного подхода в приложении к научно-техническому развитию, реализации НИОКР и поддержанию инновационного потенциала // Вестник ВГУИТ. 2019. Т.81. №3. С.339–357. <https://doi: 10.20914/2310-1202-2019-3-339-357>
20. Маковеев, В.Н. Применение агент-ориентированных моделей в анализе и прогнозировании социально-экономического развития территорий // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. 2016. № 5. С. 272-289. <https://doi: 10.15838/esc/2016.5.47.1>

Сессия 2.2. Перспективные энергетические технологии:
экологически чистая и ресурсосберегающая энергетика,
возобновляемые источники энергии

СИНТЕТИЧЕСКОЕ ЖИДКОЕ ТОПЛИВО: ПЕРСПЕКТИВЫ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ОСНОВЕ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

Тюрина Э.А., Елсуков П.Ю., Медников А.С.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Растущий спрос на энергию, истощение запасов нефти и газа, и угроза глобального изменения климата привела к росту интереса к технологиям подземной газификации угля (ПЗГУ) во всем мире. Потенциал для использования подземной газификации низкосортных, угольных ресурсов со сложными горно-геологическими условиями залегания огромен. Основной проблемой является разработка конкурентоспособных технологий получения синтез-газа и производства на его основе электрической, тепловой энергии и синтетических жидких топлив.

В работе представлено исследование одного из перспективных направлений использования газа ПЗГУ для комбинированного производства синтетического жидкого топлива – метанола – и электроэнергии. Разработана математическая модель энерготехнологической установки (ЭТУ). На базе математической модели проведена технико-экономическая оптимизация параметров для оценки перспективности масштабов применения данного способа переработки углей.

Целью исследований, проводимых с помощью математических моделей ЭТУ, является определение оптимальных параметров установки и чувствительности ее экономических показателей к изменению внешних условий.

ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ И СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ДИОКСИДА СЕРЫ ПРИ СЖИГАНИИ БУРЫХ УГЛЕЙ В КОТЛАХ С ЖИДКИМ ШЛАКОУДАЛЕНИЕМ

Елсуков В.К., Латушкина С.В.

ФГБОУ ВО «Братский государственный университет», Братск, Россия

В работе рассматривается влияние технологических факторов (конструкция котлоагрегата, нагрузки, избытки воздуха, число работающих пылесистем) на образование и снижение выбросов диоксида серы в котлах с жидким шлакоудалением. Понимание этого влияния может быть использовано как на многих действующих теплоэнергоисточниках, так и при разработке новых технологий сжигания.

Изучается и анализируется многолетний опыт сжигания бурых углей Канско-Ачинского бассейна (КАУ) на ТЭЦ-6 г. Братска в котлах типа БКЗ-320-140 ПТ.

При анализе используются результаты различных термодинамических и промышленных исследований образования диоксида серы при сжигании КАУ, в том числе проведенных авторами. В частности, этими термодинамическими исследованиями установлен температурный интервал перехода диоксида серы в сульфат кальция (1400-1500К).

При рассмотрении существующей технологии сжигания угля в котлах с жидким шлакоудалением показано, что при сжигании КАУ Ирша-Бородинского месторождения в котлах с жидким шлакоудалением большая часть серы топлива переходит в сульфат кальция в камере охлаждения, в верхней части которой зафиксирован вышеуказанный температурный интервал. При сжигании КАУ других месторождений указанное значение может существенно меняться.

Выявлено, что выбросы SO_2 возрастают с увеличением нагрузки котла, избытков воздуха и зависят также от числа пылесистем и их сочетания.

Сделан вывод о необходимости дополнительного термодинамического и технического анализа результатов представленных исследований для последующей разработки мероприятий по снижению выбросов диоксида серы.

Предложен технологический механизм перехода диоксида серы в сульфат кальция для условий эксплуатации котлов с жидким шлакоудалением.

Предлагаются режимные и конструктивные мероприятия для уменьшения выбросов диоксида серы.

Литература

1. Будилов О.И. Опыт улучшения экологических характеристик тепловой электростанции/ О.И. Будилов, А.С. Загорин. – Томск: Красное знамя, – 1994. – 100 с.
2. Будилов О.И. Снижение выбросов вредных веществ при сжигании Ирша-бородинского угля в виде пыли высокой концентрации/О.И. Будилов, Н.В.Коренев, М.А. Рожков, Я.И. Соколова // Известия вузов. Энергетика. – 1991. – №1. – С.61-63.
3. Каганович Б.М. Технология термодинамического моделирования. Редукция моделей движения к моделям покоя/ Б.М.Каганович, А.В. Кейко, В.А. Шаманский, И.А. Ширкалин, М.С. Зароднюк – Новосибирск: Наука, – 2010. – 236 с.
4. Gorban A.N. Termodinamic Equilibria and Extrema Analysis of Attainability Regions and Partial Equilibria/ A.N. Gorban, B.M. Kaganovich, S.P. Filippov, A.V. Keiko, V.A. Shamansky, I.A. Shirkalin. – Springer, – 2006. – 282 p.
5. Елсуков В.К. Комплексные исследования эффективности источников энергии в системах централизованного теплоснабжения: Автореф. дис. на соискание ученой степени д.т.н. – Иркутск, – 2012. – с.40.

6. Кудрявцев Н.Ю. Перспективы снижения выбросов оксидов серы в атмосферу при сжигании органических топлив/ Кудрявцев Н.Ю., Клименко В.В., Прохоров В.Б., Снытин С.Ю.//Теплоэнергетика. – 1995. – №2. – С.6-11.

7. Аверин А. А. Образование серного ангидрида в дымовых газах паровых котлов при сжигании сернистого мазута /А.А. Аверин, Н.Ю. Кудрявцев, А.В. Усов// Теплоэнергетика. – 1994. – №1. – С. 66-71.

8. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: справочник: пер с англ. / под ред. С. Калверта, Г.М. Инглунда. - М.: Металлургия, 1988.- Т.1- 760 с; Т.2 – 712 с.

9. Методика определения валовых выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций. МТ 34-70-0130-83. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1984, 18 с.

10. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305 – 98 - М.: АООТ ВТИ. – 1998. – 40 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЦИКЛА АЛЛАНА И ЦИКЛА БЕСКОМПРЕССОРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

Синкевич М.В.^{1,2}, Борисов Ю.А.^{1,3}, Косой А.А.^{1,4}, Рамазанов Э.Р.², Попель О.С.¹

¹ ОИВТ РАН, Россия, г. Москва, ул. Ижорская, д. 13, стр. 2;

² РУДН, Россия, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая 6

³ МГТУ им. Н.Э. Баумана, Россия, г. Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1

⁴ НИУ МЭИ, Россия, г. Москва, ул. Красноказарменная, дом 14

Последнее время активно исследуются альтернативные термодинамические циклы, позволяющие без существенных энергетических затрат выводить из цикла CO₂, образовавшееся в результате сгорания топлива [1],[2],[3],[4]. Расчетами показано, что такие циклы по тепловой экономичности могут не уступать самым передовым энергетическим установкам [4]. Для производства электроэнергии одним из наилучших признается цикл Аллама [5]. Потому циклу уже ведется строительство опытной электростанции мощностью 50 МВт [4]. Но для совместного производства электричества и тепла более перспективным видится цикл бескомпрессорной парогазовой установки (БКПГУ) [6],[7],[8]. Выполнен сравнительный анализ тепловой экономичности этих двух циклов. Наиболее сложная задача таких анализов заключается в обеспечении равных сравнительных условий. Цикл БКПГУ обладает большой гибкостью и, за счет выбора параметров, может быть основательно приближен к циклу Аллама. Так, чтобы в сравнительном анализе исследовались только те процессы, в которых остается различие. После такого сравнения выполняется анализ того, на сколько параметры, принятые для сравнения, близки к оптимальным для цикла БКПГУ. Когда БКПГУ максимально приближена к циклу Аллама тепловая экономичность этих циклов очень близкая. Можно признать некоторое превосходство цикла Аллама, но не бесспорное. Для анализа оптимальности параметров исключительно важна функция цели. Если установка ориентирована на производство только электроэнергии, то принятые для сравнения параметры БКПГУ близки к оптимальным. Но если рассматривать совместное производство электричества и тепла, то параметры могут быть изменены так, что тепловая эффективность БКПГУ будет существенно улучшена. БКПГУ позволяет осуществить независимое регулирование ряда параметров, от которых зависит электрическая мощность, соотношение электрической и тепловой мощности, температура рабочего тела на входе в турбину. Таким образом могут быть получены оптимальные параметры термодинамического цикла в широком диапазоне рабочих режимов установки. Расчеты показывают, что за счет этого в системах централизованного теплоснабжения БКПГУ может существенно превосходить самые лучшие ПТУ и ПГУ по тепловой экономичности [9]. Цикл Аллама ориентирован на производство только тепловой энергии. У него изначально имеется небольшой дефицит низкопотенциального тепла, который предполагается покрывать от сторонних источников тепла или утилизировать тепло воздухоразделительной установки [4].

Проведенный анализ показал, что для производства электроэнергии сравниваемые циклы имеют хороший потенциал достижения высокой тепловой экономичности, не уступающей самым передовым технологиям. Для совместного производства электричества и тепла цикл БКПГУ существенно превосходит цикл Аллама.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант №19-19-00558).

Список литературы

1. **Sanz W., Jericha H., Luckel F., Heitmeir F.** A further step towards a Graz cycle power plant for CO₂ capture //ASME Paper GT2005-68456, ASME Turbo Expo. 2005.

2. Oxy-fuel gas turbine, gas generator and reheat combustor technology development and demonstration / R. Anderson, F. Viteri, R. Hollis et. al. //ASME Paper GT2010- 23001, ASME Turbo Expo. 2010.
3. Yang H. J., Kang D.W., Ahn J.H., Kim T.S. Evaluation of design performance of the semi-closed oxy-fuel combustion combined cycle //Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2012. Vol. 134. No 11. P. 111702.
4. High efficiency and low cost of electricity generation from fossil fuels while eliminating atmospheric emissions, including carbon dioxide / R.J. Allam, M.R. Palmer, G.W. Brown et. al. // Energy Procedia. 2013. Vol. 37. P. 1135— 1149.
5. Design concept of high-power supercritical CO2 Allam cycle gas turbine flow path /A.N. Rogalev, E.Yu. Grigoryev, V.O. Kindra, S.K. Osipov, S.A. Pavlychev //«Вестник ИГЭУ» Вып. 3 2018 г. DOI: 10.17588/2072-2672.2018.3.005-014
6. Kosoi A.S., Popel O.S., Sinkevich M.V. METHOD AND PLANT FOR MECHANICAL AND THERMAL ENERGY GENERATION// Patent RU 2 651 918 C1: 24.04.2018 Bull. № 12. http://www1.fips.ru/wps/PA_FipsPub/res/BULLETIN/IZPM/2018/04/27/INDEX_RU.HTM
7. A.S. Kosoj, A.A. Kosoj, M.V. Sinkevich, Y.A. Antipov METHOD AND PLANT FOR MECHANICAL AND THERMAL ENERGY GENERATION // Patent RU 2 665 794 C1: 04.09.2018 Bull. № 25.
8. The Conceptual Process Arrangement of a Steam–Gas Power Plant with Fully Capturing Carbon Dioxide from Combustion Products / A. S. Kosoi, Yu. A. Zeigarnik, O. S. Popel, M. V. Sinkevich, S. P. Filippov, V. Ya. Shterenberg // Thermal Engineering, 2018, Vol. 65, No. 9, pp. 597–605. DOI: 10.1134/S0040601518090045 **A. S. Kosoi, Yu. A. Zeigarnik, O. S. Popel et. al., Thermal Engineering, 65(9), 597–605 (2018)**
9. Анализ эффективности работы БКПГУ в системах централизованного теплоснабжения / Синкевич М.В., Борисов Ю.А., Косой А.А., Рамазанов Э.Р., Попель О.С. (в печати)

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БЕСКОМПРЕССОРНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ ЦИКЛОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Синкевич М.В.^{1,2}, Борисов Ю.А.^{1,3}, Косой А.А.^{1,4}, Рамазанов Э.Р.², Попель О.С.¹

¹ ОИВТ РАН, Россия, г. Москва, ул. Ижорская, д. 13, стр. 2

² РУДН, Россия, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая 6

³ МГТУ им. Н.Э. Баумана, Россия, г. Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1

⁴ НИУ МЭИ, Россия, г. Москва, ул. Красноказарменная, дом 14

christmas071@gmail.com

Человечество все больше уделяет внимание борьбе с антропогенными выбросами в атмосферу парниковых газов, в том числе CO_2 [1]. Один из основных источников выбросов CO_2 связан с производством электрической и тепловой энергии. Несмотря на большие усилия, направленные на развитие технологий возобновляемых источников энергии, органическое топливо еще очень долго будет доминировать в этой сфере деятельности человека. Поэтому, последнее время, уделяется большое внимание термодинамическим циклам с улавливанием CO_2 образовавшегося при сгорании органического топлива. Перспективные решения таких циклов связаны с разделением воздуха и сжиганием топлива в чистом кислороде [2-4]. Температура газов на выходе из камеры сгорания регулируется подачей в зону горения CO_2 и H_2O . В этом случае отработавшее рабочее тело практически полностью состоит из смеси углекислого газа и водяных паров, которую легко разделить на воду и чистый углекислый газ. Один из вариантов таких решений предусматривает повышение давления всех компонент рабочего тела перед подачей их в камеру сгорания в жидкой фазе насосным оборудованием. Термодинамические циклы, в которых повышение давления рабочего тела производится в жидкой фазе насосным оборудованием (без компрессора), могут называться бескомпрессорными. Эти циклы имеют ряд существенных преимуществ, которые послужат предпосылками для реализации таких циклов в ближайшем будущем.

Главным фактором, который будет стимулировать реализацию бескомпрессорных циклов, является экологическая чистота. Вредные выбросы будут практически исключены. Продукты сгорания (CO_2 и H_2O) смогут выводиться из цикла в жидком виде. Вода достаточно высокого качества, чтобы при минимальной водоподготовке подпитывать тепловые сети. А углекислота в наиболее удобном виде для транспортировки.

Бескомпрессорные циклы сулят достижение коэффициента полезного действия производства электроэнергии не хуже лучших современных ПГУ. При совместном производстве тепла и электроэнергии полезно используется не только все тепло по низшей теплотворной способности топлива, но и существенная часть теплоты парообразования воды, образовавшейся в результате горения.

Бескомпрессорные циклы относятся к полузамкнутым. Сохраняя главное преимущество открытых циклов (горение внутри цикла и, как следствие, отсутствие больших потерь эксэргии при подводе тепла от горячего источника через теплообменную поверхность), они обладают практически всеми преимуществами закрытых циклов. Главное из этих преимуществ – возможность эффективно регулировать мощность ПГУ. Сохраняя определяющие термодинамические параметры (степень расширения в турбине, температуры горячего и холодного источников) и изменяя давление в контуре, за счет изменения расхода рабочего тела изменяется мощность ПГУ практически без изменения коэффициента полезного действия термодинамического цикла. Еще одно очень важное преимущество, связанное с возможностью варьировать давлением в контуре – повышая давление в контуре,

можно существенно уменьшить весогабаритные показатели ПГУ и, тем самым, понизить капитальные затраты на строительство всей электростанции в целом.

Еще одним очень важным положительным качеством бескомпрессорных термодинамических циклов является то, что в ПГУ реализованной по таким циклам можно независимо управлять производством тепловой и электрической энергии в таком широком диапазоне, что при эффективной работе летом, обеспечивая только горячее водоснабжение, в зимний период эти ПГУ могут покрыть все потребности тепла в самые холодные дни без дополнительных пиковых котельных. Отказ от дополнительных пиковых котельных уменьшит, как капитальные затраты на строительство, так и эксплуатационные расходы.

Исходное состояние всех компонентов рабочего тела в жидкой фазе позволяет краткосрочное аккумулирование их запаса и распределение энергетических затрат на их производство так, чтобы сглаживать суточные графики внешних потребителей энергии.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант №19-19-00558).

Список литературы

1. Climate Change 2014: Synthesis Report. Geneva, Switzerland: IPCC, 2014.
2. Oxy-fuel gas turbine, gas generator and reheat combustor technology development and demonstration / R. Anderson, F. Viteri, R. Hollis et. al. //ASME Paper GT2010- 23001, ASME Turbo Expo. 2010.
3. Yang H. J., Kang D.W., Ahn J.H., Kim T.S. Evaluation of design performance of the semi-closed oxy-fuel combustion combined cycle //Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2012. Vol. 134. No 11. P. 111702.
4. High efficiency and low cost of electricity generation from fossil fuels while eliminating atmospheric emissions, including carbon dioxide / R.J. Allam, M.R. Palmer, G.W. Brown et. al. // Energy Procedia. 2013. Vol. 37. P. 1135— 1149.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ БКПГУ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Синкевич М.В.^{1,2}, Борисов Ю.А.^{1,3}, Фоминых Н.К.¹, Рамазанов Э.Р.², Попель О.С.¹

¹ ОИВТ РАН, Россия, г. Москва, ул. Ижорская, д. 13, стр. 2

² РУДН, Россия, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая 6

³ МГТУ им. Н.Э. Баумана, Россия, г. Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1

kf1995@rambler.ru

Стремление уменьшить антропогенные выбросы в атмосферу парниковых газов, в том числе CO₂ инициирует поиск новых технологий генерации электрической и тепловой энергии. Последнее время активно изучаются термодинамические циклы, в которых кислород извлекается из воздуха до процесса горения [1-4]. В камеру сгорания подаются чистый кислород и топливо, а температура рабочего тела регулируется подачей углекислого газа и/или водяного пара. Таким образом, отработавшее рабочее тело состоит из смеси углекислого газа и водяного пара. Температуры фазового перехода этих составляющих сильно отличаются, что позволяет легко разделить такую смесь. Такие циклы получили название «кислородно-топливные». Для совместного производства электрической и тепловой энергии один из наиболее перспективных вариантов реализации кислородно-топливных циклов – бескомпрессорные парогазовые установки (БКПГУ) [5-7].

Для исследования тепловой эффективности таких установок была разработана математическая модель БКПГУ, позволяющая изучать теплотехнические характеристики в широком диапазоне рабочих режимов на самых ранних проектных стадиях. Полученные таким образом характеристики БКПГУ были использованы для анализа тепловой экономичности совместного производства электричества и тепла в системе централизованного теплоснабжения. Условно принято, что система имеет максимальную мощность по отпуску электроэнергии 300 МВт, максимальную мощность по отпуску тепла 600 МВт. Число часов использования установленной мощности принято 6960 (290 дней), предполагается, что в сеть выдается постоянно 300 МВт, а тепловая нагрузка выдается по стандартному графику в зависимости от температуры окружающего воздуха, при этом приняты осредненные данные по температуре атмосферного воздуха для средней полосы России за десятилетний период. Сравнение выполнено с паротурбинной ТЭЦ и с парогазовой ТЭЦ. Результаты сравнения показали существенное преимущество БКПГУ.

Высокая тепловая эффективность БКПГУ достигается рациональной конфигурацией системы рекуперации и утилизации тепла позволяющей полезно использовать все тепло отработавшего рабочего тела, включая и тепло конденсации воды, образовавшейся в процессе горения.

При этом рекуперировается все теоретически возможное тепло, а утилизация обеспечивает температурный уровень сетевой воды, характерный наиболее холодным дням.

Даже если не учитывать тот факт, что тепловая экономичность БКПГУ принимается с учетом всех энергетических затрат на удаление из цикла чистого CO₂ в жидком фазовом состоянии (наиболее удобном для транспортировки), по этому показателю имеется существенное преимущество перед традиционными ПТУ и ПГУ, в которых CO₂ выбрасывается в атмосферу вместе с рядом вредных веществ в дымовых газах.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант №19-19-00558).

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАДИАЦИОННОГО ТЕПЛООБМЕНА В КАМЕРАХ СГОРАНИЯ И ТЕПЛООБМЕННИКАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Москаленко Н.И., Додов И.Р., Ахметшин А.Р.

Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия

Рассматривается применение численного моделирования для решения задач радиационного теплообмена в структурно неоднородных двухфазных средах, которые реализуются при сгорании топлива в котельных агрегатах, атмосферных выбросах от аэроносителей при их движении со сверхзвуковыми скоростями. Оптически активные ингредиенты газовой фазы продуктов сгорания обладают острой селекцией спектральных линий поглощения (излучения), что вызывает отличие функций спектрального пропускания (ФСП) для селективного излучения от ФСП для неселективного излучения (серое тело). При наличии дисперсной фазы продуктов сгорания острой селекцией подвергается такой параметр среды распространения излучения как вероятность выживания кванта. Число спектральных линий, определяющих ФСП, возрастает с ростом температуры и при высоких температурах определяется сотнями тысяч линий. В настоящей работе рассмотрено замкнутое моделирование радиационного теплообмена в топочных камерах, когда вычисляется сначала поле температуры в камерах сгорания, а затем потоки теплового излучения на трубные тепловоспринимающие поверхности.

Основными оптически активными компонентами продуктов сгорания являются водяной пар, углекислый газ, OH, CO, окислы азота NO, NO₂, дисперсная фаза продуктов сгорания, представляющая собой частицы сажи и минеральной фракции выгорающего твердого топлива. Для газовых компонентов продуктов сгорания ФСП вычисляются двухпараметрическим методом эквивалентных масс [1,2], позволяющего решать задачу радиационного теплообмена в структурно-неоднородных средах.

Дисперсная фаза продуктов сгорания учитывается в соответствии с экспериментальными данными [3] по микроструктуре сажевого золя и его концентрации (распределения оптической плотности) с высотой в топке на длине волны $\lambda = 0,55$ мкм. Для применения в камерных топках подготовлена электронная база данных оптических характеристик сажевого и минерального зольей различной микроструктуры в виде гамма-распределений с модальными радиусами от 0,003 до 10 мкм.

Рассмотрена математическая модель переноса излучения и моделирования радиационного теплообмена с учетом неравновесности и селективности излучения в топках котельных агрегатов с использованием электронной базы данных по параметрам спектральных линий (ПСЛ) на уровне международной кооперации различных научных групп [4,5]. Возможность их применения в камерах сгорания энергетических агрегатов предстоит определить в будущем. Данные по численному моделированию ФСП по ПСЛ успешно использованы в настоящей работе для получения параметров ФСП по двухпараметрическому методу эквивалентной массы.

Разработанные математические модели использования для решения задач радиационного теплообмена в многокамерных топках, работающих на газовом твердом топливе и обеспечивающих экологически чистое производство тепловой энергии.

Литература

1. Москаленко Н.И., Мирумянц С.О., Локтев Н.Ф., Мисбахов Р.Ш. Равновесные и неравновесные процессы излучения: высокотемпературные среды, радиационный теплообмен – Казань: изд. КГЭУ, 2014. 264 с.
2. Moskalenko N.I. et al Transfer Over of Nonequilibrium Radiation in Flames and High-Temperature Mediums // Intechweb.org Optoelectronics – devices and applications. Croatia. 2010. P. 469-526.

3. Кондратьев К.Я., Москаленко Н.И. Тепловое излучение планет // Л.: Гидрометеоиздат. 1977. 264 с.
4. Rothman L.S. et al The HITRAN 2016 molecular spectroscopic database // Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer 2017, Vol. 203, P. 3-69.
5. Москаленко Н.И. и др. Моделирование радиационных характеристик газовой фазы продуктов сгорания на базе высокотемпературных атласов параметров спектральных линий // Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики. 2018 №11-12, С. 65-80.

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Москаленко Н.И., Хамидуллина М.С., Ахметшин А.Р.

Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия

Рассматривается моделирование сложного радиационного теплообмена в системе «Солнце-атмосфера-солнечные тепловые и электрические станции». Обсуждается структурная схема притоков солнечного излучения (СИ) на тепловоспринимающую поверхность солнечных тепловых и электрических станций (СТС, СЭС). Расчеты спектральных интенсивностей и поток солнечного излучения с учетом селективности молекулярного поглощения излучения ингредиентами газовой фазы атмосферы, рассеяния и поглощения излучения атмосферным аэрозолем и облаками с учетом статистики их распределения в зависимости от места расположения станции и времени года. Выполнено моделирование антропогенных воздействий на работу СТС и СЭС в связи с захватом антропогенных выбросов золь облаками. Выполнена оценка влияния хозяйственной деятельности на работу перспективных СТС, СЭС. Разработанные методы расчетов спектральных интенсивностей и потоков коротковолновой и длинноволновой радиации на подстилающую поверхность позволяют рассчитать эффективность функционирования установок солнечного горячего водоснабжения (СГВ) для любого места их расположения и конструкционного решения. Наиболее эффективны установки СГВ с системой автоматизированной ориентации тепловоспринимающей поверхности на диск Солнца. В этом случае тепловосприятие СИ в установке СГВ будет максимально возможным. Ориентация тепловоспринимающей поверхности должна производиться как по зенитному, так и по азимутальному углу с учетом временных вариаций положения Солнца на небосводе. В расчетах учитывается селективность поглощения СИ атмосферными газами прямой и рассеянной солнечной радиацией, диффузное отражение подстилающей поверхностью излучения Солнца в заднюю полусферу, тепловое излучение, падающее на тепловоспринимающую поверхность, потери тепла, обусловленное конвективным теплообменом и наружным радиационным охлаждением

Выполнены расчеты эффективности функционирования СЭС в условиях ясной и облачной атмосферы и атмосферы возмущенной антропогенными воздействиями для различных фотоэлектрических приемников излучения. Показано значительное влияние антропогенного возмущения на работу СЭС.

При выполнении расчетов эффективности работы СГВ, СТС, СЭС использованы модели структурных характеристик атмосферы [1,2], электронные базы данных по оптическим характеристикам ингредиентов газовой фазы атмосферы, оптическим характеристикам атмосферного аэрозоля и облаков, сажевого антропогенного золя [2-4].

Литература

1. Москаленко Н.И., Мирумянц С.О. Атлас спектров прозрачности по произвольно ориентированным трассам атмосферы // М: ЦНИИ и ТЭИ, 1979, 494 с.
2. Кондратьев К.Я., Москаленко Н.И., Поздняков Д.В. Атмосферный аэрозоль - Л.: Гидрометеиздат, 1983, 224 с.
3. Кондратьев К.Я., Москаленко Н.И. Тепловое излучение планет // Л.: Гидрометеиздат. 1977. 264 с.
4. Москаленко Н.И., Мирумянц С.О., Локтев Н.Ф., Мисбахов Р.Ш. Равновесные и неравновесные процессы излучения: высокотемпературные среды, радиационный теплообмен – Казань: изд. КГЭУ, 2014. 264 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОЙ НАГРУЗКИ ПАРОГАЗОВОГО ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ-110 МВт ПРИ РАБОТЕ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Менделеев Д. И.^{1,2}, Марьин Г. Е.^{1,2}, Ахметшин А. Р.², Шубина А. С.³

¹АО «Татэнерго» филиал «Казанская ТЭЦ-2», Казань, Россия

²Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия

³МБУДО ГЦДТТ им. В.П. Чкалова, Казань, Россия

В настоящее время происходит активное внедрение в энергетике газотурбинных технологий, наиболее востребованы энергоблоки мощностью 100, 200, 300 МВт. В связи с работой генерирующего оборудования на оптовом рынке электроэнергии возникает проблема повышения маневренности, выполнения суточных графиков нагрузки. Требования при работе на оптовом рынке электроэнергии очень жесткие, невыполнение графиков приводят к штрафам.

Работа газовых турбин в регулировании нагрузок энергосистемы отличается от паровых турбин более высокой скоростью у или снижения мощности. Одна из очень важных характеристик маневренности — это режим работы при минимальных нагрузках. Минимальные нагрузки должны удовлетворять не только техническим, но и технологическим требованиям.

Особенностью работы парогазового энергоблока является одновременная работа газовой и паровой турбины. При разгрузке газовой турбины происходит уменьшение количества отработавших газов и понижение их температуры, поэтому наиболее эффективной является работа паровой турбины на скользящих параметрах пара. Такой способ разгрузки позволяет повысить экономичность энергоблока при минимальных параметрах. Данное исследование направлено на поиск оптимального минимума нагрузки для энергоблока ПГУ-110МВт. Объектом исследования выбран энергоблок ПГУ-110 МВт, который состоит из газотурбинной установки типа PG6111FA производства фирмы «GE Energy» номинальной мощностью 77 МВт и стационарная теплофикационная паровая турбиной КТ-33/36-7,5/0,12 с регулируемым отопительным отбором пара, котел-утилизатор типа Е-114/16-8,1/0,7-535/218-3,8вв) используется для подготовки пара для паровой турбины утилизируя уходящие газы ГТУ.

Для парогазовых энергоблоков скорость изменения мощности в пределах регулировочного диапазона отличается от паротурбинных установок, газовая турбина разгружается со скоростью 10 Мвт/мин, паровая турбина разгружается с меньшей скоростью - 1,9 Мвт/мин из-за аккумулирующей способности котла-утилизатора.

Для исследований создана математическая модель ПГУ-110МВт. В работе исследована работа парогазового энергоблока на различных нагрузках, определена наиболее эффективная минимальная нагрузка энергоблока.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р) [Электронный ресурс]: // Справочная Правовая Система Консультант Плюс.
2. Менделеев Д.И., Марьин Г.Е., Ахметшин А.Р. Показатели режимных характеристик парогазового энергоблока ПГУ-110 МВт на частичных нагрузках. Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 3 (43). С. 47-56.
3. Benato A., Stoppato A., Bracco S. Combined cycle power plants: A comparison between two different dynamic models to evaluate transient behaviour and residual life // Energy Conversion and Management. – 2014. Vol 87. 1269-1280.
4. Mendeleev, D & Maryin, G & Akhmetshin, Azat. (2019). Improving the efficiency of combined-cycle plant by cooling incoming air using absorption refrigerating machine. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 643. 012099. 10.1088/1757-899X/643/1/012099.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ IDEF0 НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЭС В ЭТК

Федорова Н.В., Щеглов Ю.В.

ЮРГПУ (НПИ), Новочеркасск, Россия

Модернизация действующих тепловых электрических станций (ТЭС) включает ряд этапов: определение и анализ проблем ТЭС, постановка цели и задач модернизации, изучение рынка специализированных технологий и техники, предварительная подготовка альтернативных проектов модернизации, выбор приоритетного проекта [1], предпроектная подготовка документации и объекта модернизации, проектирование (часто понимаемое как исключительно техническое), реализация проекта, испытания и наладка, эксплуатация модернизированной ТЭС.

Энерготехнологический комплекс (ЭТК) на базе ТЭС, помимо электростанции как производителя электрической и тепловой энергии (теплоэнергетическая зона), может включать дополнительно до 5 зон в различной комплектации (промышленная сепарационная, промышленная утилизационная, аналитическая, сервисная, транспортно-логистическая). Цель функционирования ЭТК – безотходное производство энергии на основе сжигания топлива. К задаче производства энергии добавляется задача производства товарных продуктов из отходов энергетического цикла [2].

Проектирование и эксплуатация ТЭС в России нормируются множеством нормативно-технических документов. При этом ряд аспектов жизненного цикла ТЭС, которые должны быть согласованы до начала собственно технического проектирования, не охвачен этими документами. В ряде случаев эти аспекты должны быть согласованы с экологами, юристами, экономистами и другими специалистами, не имеющими технического образования и не владеющих навыками работы с техническими документами, оформленными, например, согласно единой системе конструкторской документации (ЕСКД).

В конце XX века разработаны и приняты в качестве национальных стандартов в ряде стран методология и семейство стандартов IDEF, охватывающих все этапы и аспекты проектирования. Методология IDEF0 принята и в России [3]. Методология IDEF имеет наглядный графический язык, что позволяет использовать ее как средство межпрофессиональной коммуникации, в том числе, при проектировании модернизации ТЭС [4].

В данной работе рассмотрены возможности, особенности, преимущества и недостатки применения стандарта IDEF0 при проектировании модернизации (угольной) ТЭС в ЭТК. Показано, что наиболее эффективно использовать методологию и стандарт IDEF0 на этапе предпроектной подготовки и начальном этапе проектирования. Применение данного стандарта облегчает и ускоряет согласование проекта со специалистами различного профиля деятельности, помогает структурировать этапы реализации проекта, выделить подсистемы, в которых необходимо произвести радикальные изменения.

Литература

1. Fedorova, N. The features of Saaty analytic hierarchy process application for the choice of modernization strategy of energy objects / Energy System Research 2019 E3S Web of Conferences 114, 01001 (2019) URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2019/40/e3sconf_esr2019_01001.pdf
2. Fedorova, N. Systemic aspects of the energy complex based on coal TPP / Energy System Research 2019 E3S Web of Conferences 114, 06001 (2019) URL: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2019/40/e3sconf_esr2019_06001.pdf
3. РД Методология функционального моделирования IDEF0 / М.: Госстандарт России, 2000. – 75 с. URL: <https://nsu.ru/smk/files/idef.pdf>

4. Fedorova, N.V. Some aspects of functional modeling in the IDEF0 standard as the initial stage of TPPs design / N.V. Fedorova and others // DTS-2019 AIP Conference Proceedings 2188, 050010 (2019) URL: <https://aip.scitation.org/doi/pdf/10.1063/1.5138437?class=pdf>

ОБОСНОВАНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ДАЛЬНИХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ С УСТАНОВКОЙ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

Самородов Г.И., Красильникова Т.Г., Кошевой К. Э.

СибНИИ энергетики, Новосибирск, Россия

Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

В статье рассматривается методика обоснования пропускной способности дальней электропередачи, оснащённой установкой продольной компенсации. В качестве ограничений на пропускную способность дальней электропередачи приняты обеспечение нормированного запаса по статической устойчивости и допустимого напряжения вдоль линии в характерных режимах холостого хода и передачи максимальной мощности, соответствующей пропускной способности дальней электропередачи.

Обоснование пропускной способности иллюстрируется на примере дальней электропередачи класса 500 кВ.

Ключевые слова: дальняя электропередача, установка продольной компенсации, шунтирующий реактор, пропускная способность, статическая устойчивость, распределение напряжений, режим холостого хода, режим максимальной мощности.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ, СОДЕРЖАЩИХ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ, С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ

Джагаров Н.¹, Томин Н.В.², Шакиров В.А.², Курбацкий В.Г.²

¹*Высшее военно-морское училище имени Николы Вапцарова, Варна, Болгария*

²*Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия*

Ввод и последующая оптимальная эксплуатация ветроэнергетических мощностей в состав гибридных энергосистем, которые могут содержать и другие возобновляемые источники энергии, является актуальной и сложной задачей, требующей применения инновационных методов оптимизации и моделирования. При этом такой ввод должен отвечать требованиям системного оператора, которые часто могут стать существенным препятствием для внедрения ветроэнергетических мощностей [1].

Возможность обеспечения эффективной работы гибридной энергосистемы, содержащей ветроэнергетические установки (ВЭУ), во многом определяется качеством решения задачи проектирования, прежде всего выбора места размещения и мощности ветроэнергетических мощностей. Эта задача является многокритериальной, и ее решение состоит в удовлетворении обязательных условий и обеспечении высоких оценок по экономическим, экологическим и техническим показателям. В итоге, оптимальный выбор мощности и площадок размещения ветроэлектростанций (ВЭС) во многом облегчает задачу оптимизации режимов гибридных энергосистем, в составе которых эти ВЭС работают.

Отдельный комплекс задач связан с проблемами оптимального управления уже введёнными в эксплуатацию ВЭУ и ВЭС. Такие задачи предполагают поиск решений на разных уровнях: от разработки и управления контроллерами отдельных ВЭУ до создания автоматизированных систем управления режимами всей гибридной энергосистемы, содержащих ВЭУ или ВЭС.

Эффективное решение отмеченных выше задач подразумевает применение различных методов стохастической оптимизации (например, динамическое, нелинейное программирование), многокритериального выбора в условиях неполной и нечеткой информации, новых способов моделирования (марковские процессы принятия решений, нечёткое моделирование). Это связано с тем, что традиционные средства анализа и управления, во многом, ориентируются на условия определённости исходной информации, которые, по сути, не соблюдаются в задачах ввода и эксплуатации ветроэнергетических мощностей. Кроме того, при многокритериальном выборе мест размещения ВЭУ с помощью таких методов как Analytic Hierarchy Process [1], линейной свертки критериев [2], МАУТ [3], учитываются преимущественно экономические и экологические факторы без детального учета влияния решений на параметры режима электрической системы. Классические методы управления, например, линейные ПИД-регуляторы, хорошо работают с полностью детерминированным объектом управления, однако не способны обеспечивать качественное

управление ветротурбиной, поскольку требуют постоянной адаптации параметров и коэффициентов [4-6].

Представленная работа аккумулирует опыт исследований авторов в области проектирования и эксплуатации ВЭУ и ВЭС, работающих в составе гибридных энергосистем и микрогридов. В статье показано как применение инновационных методов оптимизации на основе нелинейного программирования и глубокого обучения подкреплением позволяют эффективно решать проблемы оптимального размещения ВЭС, разработки автоматических систем управления режимами отдельных ветротурбин (адаптивные обучаемые регуляторы) и гибридных энергосистем, содержащих ВЭУ (интеллектуальные системы управления энергией). Показано, что моделирование отдельных ветротурбин (NREL 5 MW) и гибридной микросети, включающей ВЭУ, накопителя энергии и управляемые генераторы, может быть представлено в виде марковской среды принятия решений, что позволяет разрабатывать адаптивные системы управления режимом посредством обучения интеллектуальных агентов. Помимо этого, представлены подходы к оптимальному проектированию ВЭУ, их преобразователей и систем управления с целью обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии, регулирования генерируемой активной и реактивной мощности, возможности продолжения работы гибридной электроэнергетической системой в условиях внешних коротких замыканий.

Литература

1. Latinopoulos D., Kechagia K. "A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. A regional scale application in Greece," *Renewable Energy*, Vol.78, pp. 550-560, 2015.
2. Azizi A., Malekmohammadi B., Jafari H.R., Nasiri H., Amini Parsa V. "Land suitability assessment for wind power plant site selection using ANP-DEMATEL in a GIS environment: case study of Ardabil province, Iran," *Environmental Monitoring and Assessment*, Vol. 186, pp. 6695-6709, 2014.
3. Артемьев А.Ю., Шакиров В.А., Яковкина Т.Н. Многокритериальный выбор районов для размещения ветровых электрических станций // *Системы. Методы. Технологии*. 2016. № 3 (31). С. 116-122.
4. W. Meng, Q.Yang, Y. Sun "Reinforcement Learning Controller for Variable-speed WindEnergy Conversion Systems," in Proc. of the 33rd Chinese Control Conference, 2014
5. Djagarov N., Djagarova J., Grozdev Zh., Bonev M., Pazderin A., Kokin S., Adaptive control of wind PMSG, 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), 16-18 May 2016, Prague, Czech Republic.
6. N.Djagarov, Zh.Grozdev, G. Enchev, J.Djagarova, Study of low voltage ride through wind permanent magnet synchronous generator by means of STATCOM, 20th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), 13-17 May 2019, Kouty nd Desnou, Czech Republic.

Сессия 3. Межгосударственные энергетические объединения, глобальное энергетическое объединение

ЭНЕРГОБЪЕДИНЕНИЕ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ С ШИРОКОМАСШТАБНЫМ ВОВЛЕЧЕНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Подковальников С.В., Трофимов И.Л., Трофимов Л.Н., Чудинова Л.Ю.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

Тенденции электроэнергетической интеграции с созданием межгосударственных электрических связей (МГЭС) и крупных энергообъединений, в т.ч. межгосударственных (МГЭО), а также широкомасштабного использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) являются одними из доминирующих в мировой электроэнергетике и формирующих облик современных электроэнергетических систем (ЭЭС). В Северо-Восточной Азии (СВА), где уже в настоящее время идёт процесс активного внедрения ВИЭ в национальные ЭЭС Китая, Республики Корея (РК), Японии, их дальнейшее крупномасштабное развитие в указанных странах, а также в Монголии (солнечные и ветровые источники в рамках проекта Гобитэк), в России (приливная энергетика) возможно только в условиях создания МГЭО в данном регионе.

Процесс электроэнергетической интеграции в СВА находится на начальной стадии, и необходимы исследования сценариев перспективного развития МГЭС и МГЭО в данном регионе, особенно с учётом широкомасштабного вовлечения ВИЭ в его энергобаланс, что отвечает требованиям Парижского соглашения об ограничении выбросов диоксида углерода (CO₂) и других парниковых газов [1], ратифицированного в т.ч. Россией в 2019 г. [2]. Пока выполнялись лишь единичные исследования подобного рода. Так, проводились исследования «экологического» сценария развития МГЭО в СВА с учётом налога на выбросы CO₂ [3]. При этом вводы ВИЭ не оптимизировались, а задавались согласно национальным стратегиям развития. Выполнялись исследования «идеализированного» МГЭО в регионе СВА, базирующегося полностью на ВИЭ [4]. Россия, обладающая значительным потенциалом возобновляемой энергии, в исследовании не рассматривалась.

В данной работе выполнялись исследования перспектив широкомасштабного развития ВИЭ в рамках потенциального МГЭО в СВА с оптимизацией их вводов наряду с вводами традиционных электростанций (тепловых, атомных, гидравлических). При этом, в качестве механизма стимулирования ВИЭ использовался налог на выбросы CO₂. Инструментом оптимизации выступала специально усовершенствованная для данной работы модель развития и режимов энергосистем ОРИПЭС [5].

Результаты исследования показали, что ВИЭ могут занять весьма важное место в потенциальном электроэнергетическом балансе СВА, а МГЭО будет способствовать их более полному и эффективному использованию для покрытия совместной электрической нагрузки потребителей стран региона.

Литература

1. Paris Agreement under the United Nations Framework Convention on Climate Change, December 12, 2015 г.
2. Постановление Правительства Российской Федерации, 21 сентября 2019 г. № 1228
3. Подковальников, С.В. Исследование системной энергоэкономической эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Известия РАН. Энергетика. – 2015. – № 5. – С.16-32.
4. Bogdanov, D. North-East Asian Super Grid for 100% renewable energy supply: Optimal mix of energy technologies for electricity, gas and heat supply options / D. Bogdanov, C. Breyer // Energy Conversion and Management. – 2016, Vol.112. – pp. 176–190
5. Эффективность межгосударственных электрических связей / Л.С.Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. – Новосибирск: Наука, 2008. – 239 с.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ РЕИНТЕГРАЦИЯ РОССИИ С ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИЕЙ И КАВКАЗОМ С ВЫХОДОМ НА РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЮЖНОЙ АЗИИ И БЛИЖНЕГО ВОСТОКА

Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, Л. Ю. Чудинова

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

Сложившиеся политические условия, стремление к совместной работе энергосистем стран Балтии, Украины, Молдовы с энергосистемами стран ЕС, восстановление Центрально-Азиатского энергообъединения, развитие Евразийского экономического союза (ЕАЭС), обладающего значительными запасами энергоресурсов, и некоторые другие обстоятельства, послужили мотивацией к дополнительному исследованию интеграционных электроэнергетических проектов России в кавказском и центрально-азиатском направлениях [1-3]. Данные исследования актуальны еще и в рамках подписанных в 2019-2020 гг. документов, таких как: Соглашение о совместной разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта создания энергетического коридора «Север – Юг» между энергосистемами Азербайджанской Республики, Исламской Республики Иран и Российской Федерации (АИР) и Протокол о создании общего электроэнергетического рынка пяти государств-членов ЕАЭС: Российской Федерации, Республик Армения, Беларусь, Казахстан и Кыргызстан. [2,5].

Исследование выполняется в рамках Программы СО РАН Ш.17.6.2 (АААА-А17-117030310447-3). Постановка задачи изложена в 2019 г. на Международном научном семинаре им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (Ташкент, 23-27.09.2019) [4]

Цель исследования – оценка энергоэкономической эффективности усиления и сооружения новых межгосударственных электрических связей (МГЭС) России. Эффективность определяется сопоставлением значений приведенных затрат для вариантов развития и функционирования объединяемых ЭЭС при различной пропускной способности связей. Для этого использовалась, разработанная в ИСЭМ СО РАН специальная математическая модель ОПИРЭС (Оптимизация Развития И Режимов Электроэнергетических Систем) [3]. В качестве расчетного временного уровня принят 2040 г.

Расчетная схема представлена шестью узлами: Европейская часть РФ (включающая ОЭС Центра, Средней Волги, Урала и Юга); ОЭС Сибири; Центральной Азии (Казахстан, Узбекистан, Туркменистан, Кыргызстан и Таджикистан); Кавказа (Армения, Грузия, Азербайджан); Южной Азии (Афганистан, Пакистан) и Малой Азии & Ближнего Востока (Иран, Турция).

Для выполнения данной работы проведена оценка текущего и перспективного состояния генерирующего оборудования, межгосударственной электросетевой инфраструктуры, рассмотрены программы развития электроэнергетики исследуемых стран, изучены технико-экономические параметры рассматриваемых объектов.

Рассмотрено два сценария:

Сценарий 1. Показатели МГЭС соответствуют сложившемуся на данный момент состоянию с дополнительным учетом пропускных способностей межгосударственных электрических связей, которые сейчас планируются, и будут реализованы в ближайшее время.

Сценарий 2. На развитие пропускной способности МГЭС снимаются ограничения, т.е. их развитие должно быть оптимальным.

Сопоставление основных показателей (вводы мощностей, инвестиции, значения целевой функции и пр.) Сценария 2 с аналогичными суммарными показателями Сценария 1 позволяет оценить оптимальное развитие пропускных способностей МГЭС и максимально возможные системные интеграционные эффекты объединения национальных ЭЭС в МГЭО.

Полученные результаты подтверждают существенное значение ЕЭС России, в расширении МГЭС в кавказско-центрально-азиатском направлении. Немаловажное значение имеют также республики постсоветского пространства на Кавказе и в Центральной Азии. Внушительный мощностной эффект (уменьшение вводов генерирующих мощностей) приходится на Южную и Малую Азии. Режимный эффект в виде сокращения топливных издержек, помимо этих же участников, достигается еще и в узле Кавказа.

Источники:

1. Шамсиев Х.А. Современное состояние и перспективы развития Объединенной энергосистемы Центральной Азии / Координационно-диспетчерский центр «Энергия», Ташкент - Апрель 2019. – 23 с. URL: <https://www.carecprogram.org/uploads/CAPS-Modern-condition-and-outlook-ru.pdf>.

2. Президенты пяти государств-членов ЕАЭС Российской Федерации, Республик Армения, Беларусь, Казахстан и Кыргызстан подписали протокол о создании общего электроэнергетического рынка / Новости Министерства Энергетики Российской Федерации. 29.05.2020 URL: minenergo.gov.ru/node/14908.

3. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. - Новосибирск: Наука, Сиб.изд. фирма РАН, 2008. - 239 с.

4. Podkoyal'nikov, S.V., Chudinova, L.Yu. Strategic cooperation of electric power systems of Russia and Central Asia for the creation of common Eurasian electric power space / E3S Web Conf. – 2019. Vol. 139.- 5 p. URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201913901003>.

5. Россия, Азербайджан и Иран подписали соглашение о совместной разработке ТЭО проекта соединения энергосистем трех стран / СО ЕЭС, 14.08.2019. URL: [http://www.soups.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews\[tt_news\]=14758&cHash=a5f3e97f2d](http://www.soups.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews[tt_news]=14758&cHash=a5f3e97f2d).

СОЗДАНИЕ НОВОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ РАЗВИТИЯ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ

Трофимов Иван

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Целью нашего исследования является создание нового инструментария – Геоинформационной Вычислительной Системы (ГИВС) для поддержки научных работ в области изучения развития Межгосударственных Электроэнергетических Объединений (МГЭО) [1-2].

Разрабатываемая авторами ГИВС состоит из нескольких функциональных блоков (программных модулей): графический модуль для визуального анализа и обработки данных, геоинформационный и картографический модуль, а также вычислительный модуль с математической моделью ОРИРЭС (модель Оптимизации Развития и Режимов Электроэнергетических Систем). Модель является составной частью ГИВС. Через специальный интерфейс пользователь настраивает параметры и узлы модели, запускает оптимизатор и получает оптимальное решение целевой функции. Вся используемая в ГИВС информация хранится и обрабатывается в собственной объектно-ориентированной базе данных. Каждый модуль ГИВС предназначен для решения определенных задач. Условно их можно разделить на три группы:

I. Информационно-аналитические задачи:

- обработка и хранение в единой структуре энергетической информации, собранной из различных источников;
- анализ данных за различные временные периоды, с целью выявления тенденций развития электроэнергетики;
- графическое и картографическое представление данных – атласное геоинформационное картографирование [3].

II. Расчетно-прогностические (вычислительные) задачи:

- оценка эффективности развития межгосударственных электрических связей;
- оценка уровня интеграции и эффективности МГЭО;
- оптимизация структуры генерирующих мощностей, режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) и МГЭО;
- исследования развития ЭЭС в различных регионах.

III. Научно-популяризационные задачи, которые направлены на привлечение интереса научного сообщества к рассматриваемой проблематике и способствуют распространению новой информации и результатов в данной области. На базе ГИВС разработан внешний Интернет-сервис (веб-интерфейс ГИВС).

В данной статье рассматриваются возможности и технические особенности ГИВС. Полученные с использованием модели результаты представляются с помощью инструментария ГИВС в табличной, графической и картографической формах. Приводится пример использования ГИВС для изучения различных сценариев развития МГЭО в Северо-Восточной Азии.

Литература

[1] L. Belyaev, L. Chudinova, O. Khamisov, G. Kovalev, L. Lebedeva, S. Podkovalnikov and V. Savel'ev, "Studies of interstate electric ties in Northeast Asia," *Global Energy Issues* Международный журнал, Т. 17 (3), С. 228-249, 2002.

[2] S. Podkovalnikov, I. Trofimov, L. Trofimov, L. Chudinova, L. Belyaev, V. Savel'ev, "Computing and Information System for Research of Prospective Electric Power Grids Expansion," *Yugoslav Journal of Operations Research*, Т. 29 (4), С. 465-481, 2019. DOI: 10.2298/YJOR1811.

[3] О. Золотова, Е. Скупидонова, Д. Бондаренко, В. Дробышев, "ГИС и Атласное картографирование," *ArcReview Электронный журнал*, Т. 1 (44), 2008.

ОПТИМИЗАЦИЯ МОЩНОСТЕЙ ВЭС И СЭС В СОСТАВЕ МЕЖГОСУДАРСТВЕННОГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ, С УЧЕТОМ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ИХ ЭНЕРГООТДАЧИ

Трофимов Леонид

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В статье рассматриваются вопросы оптимизации развития и функционирования ветровых и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС) при формировании межгосударственного электроэнергетического объединения (МГЭО) в Северо-Восточной Азии, с учетом стохастической неравномерности их энергоотдачи.

В общем виде оптимальность развития и режимов работы генерирующих мощностей определяется по минимуму стоимости их строительства, эксплуатации и потребляемого топлива при соблюдении всех заданных системных технических ограничений. В модели ОРИРЭС, наряду с оптимизацией объема ввода новых мощностей тепловых, атомных и гидравлических электростанций, оптимизируется и возможное участие каждого типа электростанций в покрытие суточных и годовых графиков нагрузки. Полученные объёмы и структура установленных мощностей и профили нагрузки указанных типов электростанций являются оптимальными с точки зрения минимизации суммарных издержек [1-2].

Включение в оптимизационную модель ВЭС и СЭС вносит неопределенность в формирование оптимального покрытия нагрузки, т.к. вклад этих типов электростанций является неуправляемым процессом. В исходном расчетном сценарии профили суточных графиков ВЭС и СЭС в модели задаются как фиксированные. Форма графиков ВЭС и СЭС в процессе решения оптимизационной задачи не меняется, но установленную мощность ВЭС и СЭС можно оптимизировать в заданном диапазоне минимизацией издержек по энергообъединению в целом.

С целью уточнения влияния неравномерности энергоотдачи ветровых и солнечных источников электроэнергии на эффективность, режимы работы МГЭО и интеграционные эффекты, образующиеся при его формировании, проведена серия расчетов с вариациями различных профилей ВЭС и СЭС в узлах. По результатам проведенных экспериментов получена оценка характера изменения решения (поведения) модели по вводу установленных мощностей и их стоимости, в зависимости от вариантов профилей вкладов ВЭС и СЭС в покрытие графиков суточной нагрузки.

Литература

[1] Belyaev L., Chudinova L., Khamisov O., Kovalev G., Lebedeva L., Podkoyalnikov S. and Savell'ev V., "Studies of interstate electric ties in Northeast Asia," *Global Energy Issues* Международный журнал, Т. 17 (3), С. 228-249, 2002.

[2] Беляев Л. С., Подковальников С. В., Савельев В. А., Чудинова Л. Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. – Новосибирск: «Наука», 2008, - 240 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ СОЛНЦА И ВЕТРА В СТРАНАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

Марченко О.В., Соломин С.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В последние годы в мировой энергетике увеличиваются масштабы использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Согласно имеющимся прогнозам, их роль в предстоящие десятилетия будет возрастать [1, 2]. Среди ВИЭ наибольшими темпами развиваются солнечная и ветровая энергетика.

Мировыми лидерами в использовании солнечной и ветровой энергии являются страны Северо-Восточной Азии, особенно Китай (более трети установленных мощностей солнечных и ветровых электростанций). В Центральной Азии солнечные и ветровые электростанции строятся лишь в Казахстане. В других странах региона основным используемым возобновляемым энергоресурсом является гидроэнергия.

В настоящей работе исследуется эффективность ВИЭ, использующих энергию солнца и ветра, в странах Центральной и Северо-Восточной Азии. Проведено сравнение эффективности солнечных и ветровых установок по критерию стоимости вырабатываемой электроэнергии [2, 3] в различающихся климатических условиях. Показано, что использование ВИЭ позволяет экономить органическое топливо, уменьшить выбросы вредных веществ в окружающую среду и снизить затраты на энергоснабжение потребителей. В зависимости от внешних условий более эффективными могут оказаться либо фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), либо ветроэнергетические установки (ВЭУ). Получены численные оценки соответствующих эффектов.

Для исследования энергосистем, одновременно включающих ФЭП, ВЭУ, дублирующие энергоисточники и аккумуляторы, использована оптимизационная математическая модель. Она позволяет учесть системные эффекты, обусловленные взаимодействием элементов системы между собой и с окружающей средой. Модель решает задачу математического программирования – поиск минимума целевой функции (суммарных затрат) при выполнении ряда ограничений. Переменные характеристики системы (случайный приход солнечной радиации, скорость ветра и потоки энергии между элементами) аппроксимируются временными массивами с шагом 1 час.

Показано, что при определенных условиях совместное использование ФЭП и ВЭУ дает положительный экономический эффект, т.е. затраты на энергоснабжение оказываются меньше, чем при раздельном использовании этих энергоисточников.

Работа выполнена в рамках государственного задания III.17.6.2 (рег. № АААА-А17-117030310447-3) фундаментальных исследований СО РАН.

Литература

1. Marchenko O.V., Solomin S.V. System studies for analyzing the efficiency of renewable energy sources // Thermal Engineering. 2010. Vol. 57, no. 11. P. 919–924, 2010. DOI: 10.1134/S0040601510110029
2. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency assessment of renewable energy sources // E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 114. no. 05001. P. 1–6. DOI: 10.1051/e3sconf/201911405001
3. Marchenko O.V., Podkovalnikov S.V., Solomin S.V. Comparison of Competitiveness of Renewable and Non-Renewable Energy Sources in Russia and in East Asian Countries // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon-2019), October 1–4, 2019, Vladivostok, Russia. 2019. Article ID 8934359. P. 1–8. DOI: 10.1109/fareastcon.2019.8934359

4.1 Мировые энергетические рынки и международное энергетическое сотрудничество

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СВЯЗЕЙ РОССИИ В АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОМ РЕГИОНЕ: МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Попов С.П.

Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Исследователи СЭИ СО АН СССР в 70-е годы прошлого столетия принимали заметное участие в развитии научных предпосылок долгосрочного прогнозирования развития энергетики регионов, страны и мира. В частности, значителен их вклад в достижении целей Энергетического проекта Международного института системного анализа в Вене, в создании методологии и научного инструментария системных исследований долгосрочного развития энергетики.

В период общественно-политической трансформации 90х годов институт и его сотрудники участвовали в Российско-Японском проекте *Master-plan for energy develioment of the East Siberia and the Russian Far East*, который знаменовал начало этапа формирования тихоокеанского вектора развития экспортно-ориентированной энергетической инфраструктуры России.

В настоящее время мир вступил в период *энергетической трансформации*, для которого характерна синергия таких факторов формирования новой энергетической парадигмы, как:

- коммерциализация инновационных энергетических технологий преобразования, хранения, транспортировки и полезного использования энергоносителей (на основе достижений в области материаловедения и информатики), а также использования возобновляемых энергоресурсов;
- исчерпание относительно легкодоступных топливных энергетических ресурсов;
- рост влияния социальных и политических процессов на выбор направлений развития энергетики;
- нарастание очередного глобального кризиса социально-экономического развития.

Для России, которая является крупнейшим мировым донором энергоресурсов, проблемы развития мировой и региональной энергетики выступают в качестве одного из внешних вызовов при формировании своего собственного будущего. В частности, встаёт проблема управляемости начинающегося перехода мировой энергетики на относительную независимость от ископаемого топлива, и роли России в этом процессе.

За последнее десятилетие в ИСЭМ СО РАН сформировался методологический подход к исследованию внешних рынков энергоносителей. В частности, для оценки влияния технических решений на финансово-экономические и инвестиционные показатели при развитии энергетики восточных регионов России, большое значение имеет прогноз энергетических рынков Восточной Азии, и шире – Азиатско-Тихоокеанского региона. В рамках рассматриваемого подхода исследование влияния технических решений,

принимаемых при создании и эксплуатации энергетических систем, осуществляется: а) на национальном, субнациональном и региональном международном уровнях; б) для нескольких этапов долгосрочного прогнозирования (20-30 лет вперед); в) охватывает макроэкономический и отраслевой уровни, включая г) кластеры конечных потребителей.

Международный уровень исследований сосредоточен на регионе Северо-Восточной Азии (СВА), для которого характерно наличие возможности использования синергии морской и сухопутной инфраструктуры транспортировки энергоносителей. Наиболее перспективными направлениями развития энергетических рынков в этом регионе представляются газовый и электроэнергетический, включая сегменты водородной энергетики и возобновляемых энергоресурсов.

Литература

1. Häfele W., Anderer J., McDonald A., Nakicenovic N. Energy in a Finite World: Paths to a Sustainable Future (Volume 1). Cambridge, MA: Ballinger, 1981. – 225 p.
2. Häfele W. Energy in a Finite World: A Global Systems Analysis (Volume 2). Cambridge, MA: Ballinger, 1981. – 837 p.
3. Системные в исследования энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ, – Новосибирск, Наука, 2010. – 685 с.
4. Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы, – Новосибирск, Наука, 2004. – 386 с.
5. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее, – Новосибирск, Наука, 2011. – 368 с.
6. Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future //editors Thomas B. Johansson, Anand Patwardhan, Nebojsa Nakicenovic and Luis Gomez-Echeverri. Cambridge University Press, – IASA, 2012. – 1882 p.
7. IEA, «The Future of Hydrogen», Report prepared by the IEA for the G20, Paris, June 2019 // IEA [Электронный ресурс]. URL: <https://webstore.iea.org/the-future-of-hydrogen>
8. Проблемы развития энергетики России и мира: Направления адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям // Под редакцией А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина, - Москва, 2018г., ИНЭИ РАН. – 122 с.
9. Проблемы развития энергетики России и мира: Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики // Под редакцией А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина, - Москва, ИНЭИ РАН, 2018г.– 184 с.
10. Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / под ред. В.А. Кулагина // М.: ИНЭИ РАН, 2020. – 320 с.
11. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – М., 2020, 79 с. [Электронный ресурс], <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
12. A. Boretti et al. The energy future of Saudi Arabia, - ICSREE 2020, E3S Web of Conferences 181, 03005 (2020), DOI: 10.1051/e3sconf/202018103005

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ЯПОНИИ В ЮЖНОЙ АЗИИ: ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА С ИНДИЕЙ

Корнеев К.А.¹, Печищева Л.А.²

¹ *Институт Дальнего Востока РАН, Москва, Россия*

Институт систем энергетики СО РАН, Иркутск, Россия

² *Российский государственный гуманитарный университет, Москва, Россия*

В настоящее время идёт очевидное изменение геополитических реалий в регионе Восточной Азии. Усиливающееся влияние Китая как экономического и военного гегемона вызывает обеспокоенность со стороны Японии, которая не готова поступиться своим влиянием и поэтому продвигает собственную доктрину сотрудничества с государствами Восточной, Юго-Восточной и Южной Азии. Если первые два направления достаточно традиционны в рамках внешней энергетической политики Японии, то третье – южноазиатское – появилось на повестке дня относительно недавно. Формирование концепции индо-тихоокеанского пространства как центра экономического роста будущего требует развития “твёрдых” методов сотрудничества (создание новой энергетической инфраструктуры, инвестиции в строительство энергетических объектов и так далее) с крупнейшим государством региона – Индией.

Уровень торгово-экономического сотрудничества между странами на протяжении десятилетий оставался недостаточно интенсивным, несмотря на многолетние плодотворные контакты в культурной сфере. Лишь в середине 2000-х, с ростом влияния Китая, японское правительство активизировало диалог с Индией и постаралось интенсифицировать сотрудничество. Впрочем, официальный Дели не слишком активно реагировал на предложения японской стороны, стараясь сохранить баланс отношений в регионе и не вступать в конфронтацию с Китаем [1]. Ситуация несколько изменилась лишь в 2010-е, когда индийско-китайские отношения ухудшились и появились предпосылки для поворота в сторону Японии.

Структура внешнеторгового оборота Индии и Японии на протяжении последних десяти лет остаётся практически неизменной. Индия экспортирует железно-рудное сырьё, морепродукты, специи, различную сельхоз продукцию, а импортирует из Японии промышленное оборудование, автомобили, электронику. Суммарные накопленные инвестиции японских компаний в индийской экономике составляют более 5 млрд. долл, и ощутимая их часть вкладывается в развитие энергетического сотрудничества. Перспективными направлениями являются добыча полезных ископаемых и атомная энергетика [2].

С начала 2010-х действует индийско-японский Межправительственный энергетический диалог – совещание на министерском уровне. В рамках этих встреч идёт обсуждение возможностей сотрудничества на широком энергетическом фронте – от согласованных действий по снижению выбросов CO₂ и развитию возобновляемой (в том числе, водородной) энергетики, до совместной подготовки высокопрофессиональных кадров

для энергетических производств. Несмотря на консультативный характер диалога, он формирует важный институциональный задел, на который можно будет опереться впоследствии при реализации конкретных энергетических проектов [3].

Также необходимо отметить некоторые успехи по вопросам развития атомной энергетики. Япония, несмотря на сложную ситуацию с будущим этой отрасли внутри страны, ещё не утратила технологических навыков по строительству и эксплуатации АЭС, что может представлять интерес для индийских партнёров. В марте 2018 г. состоялась встреча совместной Рабочей группы по вопросам сотрудничества в атомной энергетике, где обсуждались возможности сооружения АЭС на территории Индии с применением японских технологий. Было принято совместное заявление, в котором говорилось о необходимости проведения НИР в данном направлении [4].

Помимо совещаний на правительственном уровне, существуют контакты и между энергетическими компаниями с обеих сторон, например, по вопросам разработки газовых и нефтяных месторождений на севере Индии, что вполне укладывается в стратегию энергетической безопасности Японии, ориентированную на максимально возможную диверсификацию географии импорта энергоресурсов. Впрочем, такие контакты носят пока достаточно общий характер, однако есть все основания полагать, что в будущем они станут более частыми и практически ориентированными. Об этом говорит и уверенный рост объёма двусторонней торговли – в 2018 г. этот показатель достиг 15 млрд. долл., и доля энергетических услуг также постепенно растёт [5].

Таким образом, можно указать на хорошие возможности и перспективы сотрудничества двух стран в энергетике; технологии, которыми обладает Япония, и заинтересованность руководства Индии в создании современной энергоэффективной экономики могут дать очень хороший синергетический эффект. Изучение этого сотрудничества, без сомнения, является актуальной задачей в контексте развития индо-тихоокеанского региона и представляет несомненный научный интерес.

Литература

1. Стапран Н.В. Стратегическое партнёрство Японии и Индии // Ежегодник Япония. – Выпуск 2008. – С. 68-79
2. Japan-India Relations Basic Data / Ministry of Foreign Affairs of Japan Materials. URL: <https://www.mofa.go.jp/region/asia-paci/india/data.html> (accessed 25.02.2020).
3. Joint Statement of 9th Japan-India Energy Dialogue / METI Official Statement. URL: <https://www.meti.go.jp/press/2018/05/20180507005/20180507005-5.pdf> (accessed 27.02.2020)
4. Japan-India Working Group for Nuclear Energy Cooperation Holds its First Meeting / METI Official Statement. URL: https://www.meti.go.jp/english/press/2018/0326_002.html (accessed 28.02. 2020).
5. Kesavan K.V. India and Major Powers: Japan // Observer Research Foundation. 09 August 2019. URL: <https://www.orfonline.org/expert-speak/india-and-major-powers-japan-54248/> (accessed 29.02.2020)

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В РАЗВИВАЮЩИХСЯ СТРАНАХ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

Яценко О.Ю.

Государственный университет управления (ГУУ), Москва, Россия

Беспятова Е.Б., Даноян В.Л.

Российский технологический университет РТУ-МИРЭА, Москва, Россия

***Аннотация.** Доклад посвящен теме развития самостоятельных энергетических систем в развивающихся странах в условиях растущего дефицита энергосырья. Предметом исследования является экономическая и энергетическая политика, способствующая формированию активных потребителей и самостоятельных производителей на мировом рынке производства энергии. Отдельный раздел посвящен рассмотрению технологий производства энергии и научному потенциалу стран, их способности самостоятельно и рационально формировать энергетическую повестку на основе собственных ресурсов: сырьевых, технологических, научных.*

Современное состояние мировой экономики традиционно определяется по уровню технологического развития ведущих мировых держав. До недавнего времени ими считалось т.н. страны Большой семерки. Новое десятилетие XXI начинается с факта, что ведущей экономикой и производственной базой становятся страны Азии, и безусловным экономическим лидером является КНР. Китай потеснил с позиции лидера США, а между тем эта страна не является технологически и экономически развитой, как традиционные мировые лидеры. Следовательно, имеет место тенденция, когда страна, с самым большим населением на планете, не обладавшая до определенного времени собственной промышленностью, возможностью развиваться экономически за счет собственной сырьевой и низкоэффективной энергетической базы, сумела не только принять верные политические решения, но и успешно реализовать их. Этот феномен позволяет обратить более пристальное внимание на те условия, которые имеет большинство стран, именуемых «странами третьего мира». В докладе мы вводим «энергетический индекс»: несколько параметров экономического, социального и политического состояния развивающихся стран, который позволяет осуществить анализ состояния энергетики страны, возможности роста производства энергии и потребность в энергии исходя их численности населения, структуры экономики, экологических и иных вызовов, с которыми сталкивается общество. Успешность энергетических проектов, как показывает практика, зависит не только от обладания углеводородами, но и в значительной степени от верных и своевременных политических решений, принимаемых правительством страны. И устойчивость развития общества, зависящая от экономического роста, становится возможной лишь в условиях стабильных программных мероприятий, реализуемых в энергетическом секторе.

Также излагаются программы, ориентированные на ресурсосбережение и потребление энергии: от краткосрочного потребления и жесткой экономии к оптимальным объемам потребления и сберегающим эксплуатационным программам.

4.2 Развитие экономики, энергетики РФ и ее восточных регионов

РОЛЬ ИНВЕСТИЦИОННОГО ФАКТОРА В ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ СТРАНЫ И ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ

Корнеев А.Г., Цапах А.С.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, Иркутск, Россия

Анализ долгосрочных прогнозов электропотребления страны и её восточных регионов, выполненных на государственном уровне в разные годы, позволяет говорить об их неустойчивости и подверженности значительной корректировке через каждые 2-3 года [1]. Например, по прогнозам, выполненным в 2008 г., общее электропотребление регионов Восточной Сибири должно было составить в 2020 г. 231 млрд квт·ч, а по прогнозам 2017 года – 140 млрд квт·ч, т.е. прогнозируемый объем снизился на 90 млрд квт·ч или на 40 %. В итоге же за 9-ти летний период между прогнозами 2008 г. и 2017 г. прирост объема электропотребления к 2020 г. может увеличиться всего на 2 млрд квт·ч по сравнению с фактическим объемом в 2008 г. Прогнозируемый в эти же годы объём электропотребления в Восточной Сибири на 2030 год снизился с 295 до 160 млрд квт·ч или на 46 % (рис.1).

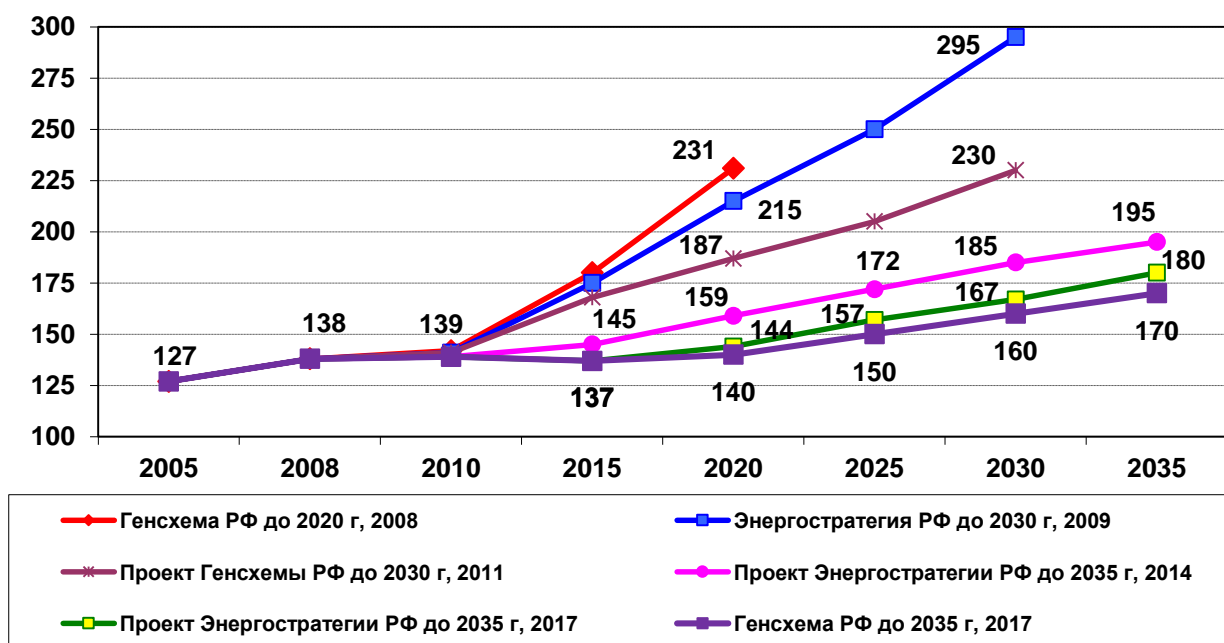


Рис. 1. Прогнозы электропотребления Восточной Сибири

Прогнозы электропотребления проводятся в привязке к сценариям социально-экономического развития страны и регионов и сильно зависят от темпов экономического развития. Мониторинг прогнозируемых темпов экономического развития также показывает их неустойчивость и постоянную корректировку в сторону снижения.

Важнейшим фактором экономического развития являются инвестиции в основной капитал, и не учет в социально-экономических прогнозах их ограничивающего влияния приводит к значительным ошибкам и необоснованности прогнозируемых показателей, как в производстве продукции, так и в электропотреблении.

При прогнозировании электропотребления страны и регионов в применяемых методах и моделях важно учитывать влияние инвестиций:

- на стадии формирования сценариев социально-экономического развития и прогнозирования темпов роста валового регионального продукта (рассматриваются, как правило, три сценария: базовый, консервативный и целевой [2];

- при оценке перспективных показателей электроемкости производства отдельных видов продукции и ВРП в целом с учетом инновационно-технологических внедрений, обновления (модернизации) основных фондов, степени их износа и проведения энергосберегающих мероприятий;

По данной проблеме в докладе представляется:

1. Ретроспективный анализ взаимосвязей инвестиций с производством валового регионального продукта (ВРП) страны и регионов и электропотреблением.

2. Методический подход к учету инвестиционного фактора в прогнозировании электропотребления страны и регионов в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Корнеев А.Г. Мониторинг существующего состояния долгосрочных прогнозов электропотребления восточных регионов России и методические вопросы их совершенствования. Сборник научных статей «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Актуальные проблемы надежности систем энергетики) / Отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск: БНТУ, 2015, - С.100-108

2. Приказ Министерства экономического развития от 30 июня 2016 г. N 423 «Об утверждении Методических рекомендаций по разработке, корректировке, мониторингу среднесрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации». [Электронный ресурс]. - Режим доступа:

<https://minek.rk.gov.ru/file/File/minek/2017/strategy/prikaz%20423.pdf> - (Дата обращения: 05.03.2020).

ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОЕ ПАРТНЁРСТВО – ФАКТОР РОСТА УРОВНЯ ГАЗИФИКАЦИИ РЕГИОНОВ РОССИИ

Филимонова И.В., Комарова А.В., Немов В.Ю., Проворная И.В.

ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Россия

Газификация регионов России – одна из важнейших задач, названных В.В. Путиным в ежегодном послании Президента РФ Федеральному собранию 15 января 2020 г. [1]. Развитие системы газоснабжения способствует социально-экономическому развитию экономики регионов, повышению уровня и качества жизни населения, а также решению важных экологических вопросов. Предпосылками повышения уровня газоснабжения регионов России является наличие крупнейших в мире запасов природного газа, а также высоких показателей добычи и экспорта газового сырья. Основным фактором, сдерживающим развитие газификации территории, прежде всего на востоке страны, выступает отсутствие магистральных газопроводов и газопроводов-отводов для организации поставок газа в населённые пункты и к промышленным объектам [2].

Так, уровень газификации в среднем по России в 2019 г. составил почти 70 % и в соответствии с Генеральной схемой развития газовой отрасли до 2030 г. должен достичь 90 % к 2030 г. [3, 4]. Однако газификация регионов происходит крайне неравномерно. Опережающими темпами газифицируются регионы европейской части страны, в то же время как в регионах Восточной Сибири и на Дальнем Востоке уровень газификации существенно ниже среднего значения по стране или полномасштабные программы газификации ещё не начаты. Положительным событием для развития газоснабжения на востоке страны стало строительство и ввод в эксплуатацию 2 декабря 2019 г. магистрального газопровода «Сила Сибири». Трасса газопровода проходит по территории пяти субъектов РФ – Республики Саха (Якутия), Амурской областей, Еврейской автономной области и Хабаровского края, а с 2023 г. по территории Иркутской области [5].

Таким образом, единственным регионов на востоке страны, располагающим значительными ресурсным потенциалом природного газа, но имеющим возможности подключения к магистральному газопроводу в ближайшей и долгосрочной перспективе является Красноярский край. Важной и негативной особенностью социально-экономической обстановки в Красноярском крае является предельно напряжённая экологическая обстановка в основных промышленных центрах. Одной из целей газификации территории края должно быть улучшение сложившейся ситуации.

Авторами выполнено исследование оценки инвестиций в строительство объектов газоснабжения, газификации и их эксплуатацию на территории южных и центральных районов Красноярского края и их эффективности. Решены следующие задачи:

- выполнены расчеты затрат на строительство объектов газоснабжения и газификации на основе укрупненных показателей с учётом различных вариантов источников финансирования;
- сформирована рекомендуемая очередность строительства объектов газоснабжения и газификации;
- проведена оценка экономической эффективности инвестиций в строительство объектов газоснабжения и газификации и их эксплуатацию;
- выполнен расчет ценовых условий поставок газа потребителям, обеспечивающих 12 % ВВП, для различных вариантов финансирования;
- сформированы предложения по обеспечению экономической эффективности и снижению рисков.

Учитывая, что финансирование строительства объектов газоснабжения и газификации может быть возложено только на ПАО «Газпром», то возможно формирование ситуации с социально недопустимо высокими отпускными ценами на газ в регионе. Поэтому авторами

были рассмотрены варианты софинансирования строительства объектов газоснабжения и газификации Красноярского края федеральным бюджетом РФ. Рассмотрены варианты, в которых доля участия федерального бюджета в инвестициях варьирует от 0 до 90 %.

Развитие газоснабжения и газификации Красноярского края целесообразно осуществлять на основе освоения газовых месторождений Богучанского и Эвенкийского муниципального районов, что уже рассмотрено ООО «Газпром ВНИИГаз» и АО «Газпром промгаз», разработаны технологические схемы разработки, транспортировки газа по прогнозируемой трубопроводной инфраструктуре и её реализация конечным потребителям. Опираясь на эти разработки, а также современные ценовые и налоговые условия недропользования в России, вариант газификации Красноярского края за счёт инвестиций ПАО «Газпром» является экономически эффективным при цене реализации природного газа 6125 руб. за 1000 куб. м без НДС.

Такой высокой цены на газ нет ни в одном регионе Российской Федерации. Для примера укажем, что уровень оптовых цен на природный газ без НДС варьирует в рассматриваемых регионах Российской Федерации по состоянию на 01.01.2020 г. варьируется от 4105 до 4792 руб. за 1000 куб. м.

При цене реализации газа 6125 руб. за 1000 тыс. м без НДС сетевой газ не сможет конкурировать с бурым углем, а население не сможет приобретать такие услуги. Для снижения цены реализации газа были рассмотрены варианты участия федерального бюджета в финансировании системы газоснабжения и газификации центральных и южных районов Красноярского края.

Было рассмотрено 10 вариантов, в которых вклад федерального бюджета варьировал от 0 до 90%. В этих вариантах отпускная цена газа без НДС будет варьировать от 6125 руб. за 1000 куб. м газа до 4380 руб. за 1000 куб. м газа. Авторами рекомендован вариант 8, согласно которому инвестиции федерального бюджета составят 70% от их общей суммы инвестиций в программу газификации Красноярского края. При этом отпускная цена газа опустится до 4708 руб. за 1000 куб. м природного газа без НДС.

Организация добычи, подготовки к транспорту и транспорт природного газа газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и газонефтяных месторождений, организация центров газохимической и гелиевой промышленности в центральных районах Красноярского края создаст в регионе новые высокооплачиваемые рабочие места, существенно увеличит ВРП Красноярского края, в перспективе улучшит, как показывает опыт ЯНАО, демографическую обстановку.

Благодарности. Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта Президента РФ поддержки молодых учёных № МК-1459.2019.6 и гранта РФФИ № 20-010-00699.

Литература

1. Путин В.В. Послание Президента Федеральному Собранию // Президент России. – 2020.
2. Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Шумилова С.И. Газопровод «Сила Сибири» – основа формирования нового центра добычи и переработки газа на востоке страны // Газовая промышленность. – 2019. – № 5 (784). – С. 86-95.
3. Спектор Н. Ю., Саркисов А. С. Анализ газификации Российской Федерации // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – №. 5. – С. 25-29.
4. Бобылева Т. А., Хрипунова А. С. Исследование проблемных вопросов газификации России и способов их решения // Вестник университета. – 2016. – №. 7-8.
5. Карасевич А. М., Ярыгин Ю. Н., Дроздов Ю. В. Расширение источников поставок газа при газификации регионов России // Газовая промышленность. – 2009. – №. 14. – С. 23-25.

ОЦЕНКА ВКЛАДА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ФАКТОРА В СНИЖЕНИЕ ЭМИССИИ CO₂ В РОССИИ

Немов В.Ю., Филимонова И.В., Комарова А.В., Проворная И.В.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В современных условиях для обеспечения стабильного экономического роста и повышения качества жизни населения экономика должна развиваться по инновационному пути развития с увеличением эффективности использования природных ресурсов и снижением негативных воздействий на окружающую среду. В условиях ограничений для международного сотрудничества в период действия санкций и импортозамещения особенно актуальным становится развитие эффективных отечественных технологий в сфере производства и оказания услуг, что отражено в документах стратегического развития на федеральном, региональном и корпоративном уровнях.

Так, согласно проекту «Стратегии долгосрочного развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.», подготовленным Минэкономразвития, предложено два сценария низкоуглеродного развития и два сценария с сохранением низких темпов роста энергоэффективности и внедрения наилучших доступных технологий. В соответствии со стратегией, в базовом сценарии к 2050 г. уровень выбросов должен составить 64 % от уровня 1990 г. или 126 % от уровня 2017 г., при том, что ВВП к 2050 г. вырастет на 241 % относительно уровня 2017 г. Сдерживание эмиссии парниковых газов должно происходить за счет принятия новых мер по масштабному внедрению энерго- и ресурсосберегающих технологий во всех отраслях экономики, кардинальному снижению потерь энергии, росту производства электроэнергии на ВИЭ и сокращению удельного расхода ископаемого топлива на производство энергии. В связи с этим, актуальным и своевременным является оценка современного состояния энергетической и экологической эффективности экономики и исследование вклада ключевых факторов в динамику эмиссии CO₂ в России.

На динамику эмиссии парниковых газов в России воздействуют одновременно множество различных факторов, таких как отраслевая структура экономики, структура топливно-энергетического баланса, уровень технологического оснащения, конъюнктура на мировых рынках.

Проведенный анализ показал, что динамика эмиссии CO₂ в России определяется преимущественно темпами роста благосостояния населения и роста промышленного производства. При этом, если в период в период 2000-2012 г. эффект роста благосостояния частично компенсировался снижением энергоемкости экономики, то в последующие периоды потенциал снижения энергоемкости за счет изменения структуры экономики был исчерпан (рис.1). Вклад фактора «рост благосостояния общества» в прирост эмиссии CO₂ за период 2000-2015 гг. оценивается в 931,9 млн т. Вклад снижения энергоемкости в динамику эмиссии CO₂ за тот же период оценивается в -784,8 млн т.

Нулевая динамика эмиссии CO₂ в 2013-2017 гг. связана с замедлением экономического роста. Так благосостояние населения (ВВП на душу населения) в 2017 г. сократились на 0,8 % относительно уровня 2012 г. В период 2015-2017 гг. вклад этого фактора в изменение объёма выбросов составил 14,8 млн т. Стабилизация, а в отдельные годы рост энергоемкости экономики также обеспечил положительный вклад в общую динамику эмиссии CO₂. За тот же период вклад этого фактора оценивается в 21,3 млн т.

В то же время недостаточным является вклад технологического фактора. Так за период 2000-2017 гг. совершенствование технологий в сфере выработки тепловой и электрической энергии из ископаемых энергоносителей позволило сократить выбросы CO₂ только на 33 млн т. Также важным сдерживающим фактором к переходу на низкоуглеродную траекторию развития является низкий темп внедрения энергосберегающих технологий при производстве энергоёмких видов промышленной продукции, обслуживании жилых и общественных зданий, что отражается на росте энергоемкости в последние годы.

Так в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды объём выбросов загрязняющих веществ в расчете на рубль добавленной стоимости в 2017 г. вырос на 2,8 %, в обрабатывающих производствах значение показателя осталось на уровне предыдущего года. Таким образом, вследствие исчерпания потенциала снижения энергоёмкости за счет структурных изменений в экономике, энергоёмкость ВВП к 2018 г. выросла на 2,6 % относительно уровня 2015 г.

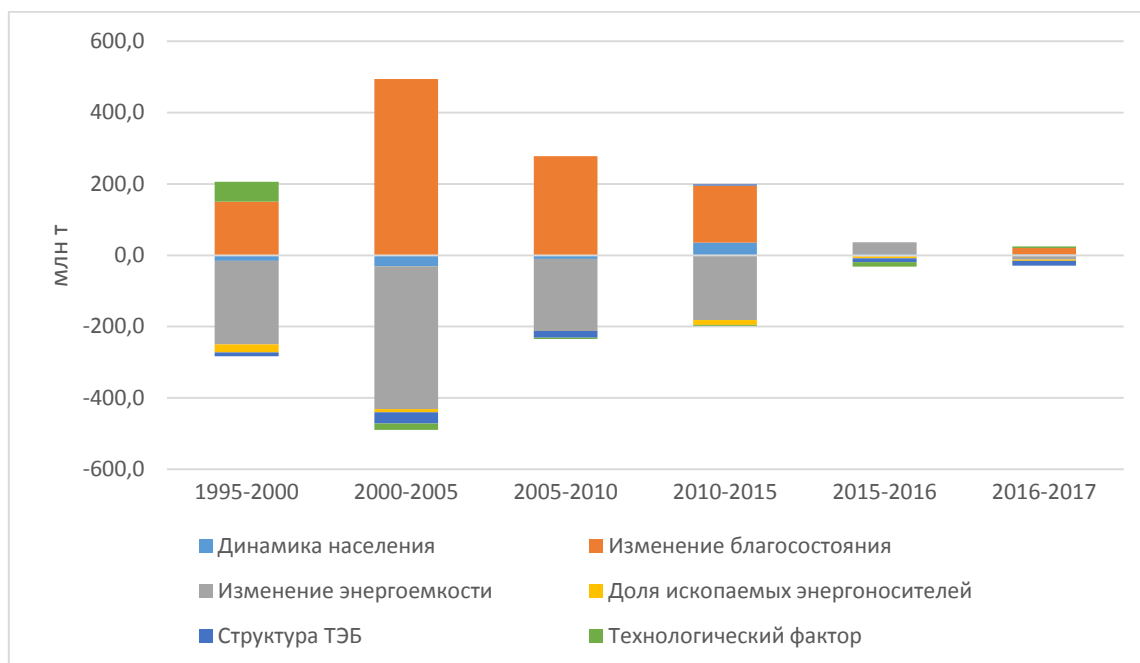


Рисунок 1. Вклад факторов в изменение выбросов CO₂ при сжигании ископаемого топлива

Благодарности. Исследование выполнено при финансовой поддержке гранта Президента РФ поддержки молодых учёных № МК-1819.2020.6 и гранта РФФИ № 20-010-00699.

Литература

L.V. Eder, Forecast of world energy consumption: methodological approaches, comparative evaluation. Mineral resources of Russia. Economics and management, No 6, 2013

Khrustalev E.Y., Ratner P.D. Advances in technology and energy efficiency in industry and transport. The economic analysis: theory and practice, No 2, 2015.

Eder L., Filimonova I., Nemov V., Komarova A., Sablin K. Ecological aspects of economical development: Issues of forecast greenhouse gas emissions in road transport in Europe and regions of Russia [Электронный ресурс] // E3S Web of Conferences. International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering (REEE 2018) (Paris, France, October 29-31, 2018). – 2019. – Т. 80. – С. 03010-03010

Новые энергетические прогнозы // Энергетический бюллетень – 2018 – 66, <http://ac.gov.ru/files/publication/a/19857.pdf>

Экология и экономика: рост загрязнения атмосферы страны // Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики – 2018 – 39, <http://ac.gov.ru/files/publication/a/17409.pdf>

Основные показатели охраны окружающей среды // Статистический бюллетень – 2019 http://www.gks.ru/bgd/regl/b_oxr17/Main.htm

CO₂ emissions from fuel combustion // IEA 2019, <https://webstore.iea.org/co2-emissions-from-fuel-combustion-2019-highlights>

ПРИОРИТЕТЫ И МЕХАНИЗМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СТРАТЕГИЙ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИНТЕРЕСОВ СТРАН В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

Киушкина В., Самсонов Р., Ишмуратова М., Дускабилова З., Родичкин И., Джинсок Сун,
Кулахметов Т., Игнатьева В., Соколов А., Половцева М., Сабирьянова Л.,
Собчак К., Шахова Т., Гречко Р., Сульдин А., Ткаченко М., Чувычкина И.

Россия, Южная Корея, Польша

Документы стратегического планирования в сфере глобальной и национальной безопасности, социально-экономического и научно-технологического развития любой страны определяют ориентиры ее действий в интересах успешного и устойчивого развития, поддержания состояния защищенности с различных позиций, а также благоприятного взаимодействия в мировом пространстве. Одним из ключевых документов настоящего времени для приарктических государств (стран Арктического Совета) и стран-наблюдателей является Арктическая стратегия, обозначающая приоритеты и направленность путей освоения Арктики. Арктика, как объект современного внимания, охватывает геополитические, экономические, военные, социальные и иные аспекты.

Арктика, как уникальная территория с богатейшим потенциалом, обострила интерес своего внимания как приарктических стран, так и стран, абсолютно не приближенных географически к территории. Изменения климата открыли дополнительные возможности для осуществления хозяйственной деятельности в Арктике и решения целого ряда задач, в том числе, таких как развитие СМП. Тем не менее, симбиоз возможностей ужесточил и требования в ряде позиций со стороны экологической безопасности для исключительно высокой уязвимости Арктических территорий. Не только развивающаяся широкомасштабная хозяйственная деятельность, но и сама меняющаяся Арктическая среда несет в себе ряд рисков для местных экосистем и успешной и безопасной реализации самих потенциальных проектов.

Этому и другим направлениям уделено свое отдельное место в собственных стратегиях стран по освоению и развитию Арктики. В них отслеживаются ключевые фокусы на обеспечение безопасности, интегрированное управление, собственное позиционирование, продвижение интересов, развитие стратегических возможностей и научных комплексных исследований в направлениях, приоритетных для каждой страны в соответствии с государственной политикой. Тем не менее, в стратегии каждой страны просматривается акцент и развернутость в направлении определенной группы приоритетов, либо отличительного комплексного характера.

Механизмы реализации собственных стратегий и программ в Арктическом регионе для целого ряда стран имеют схожие приоритетные ориентиры с пересекающимися интересами. Анализ направлений, обозначенных в стратегиях стран и выполнении ими реальных действий показал, что все страны ведут себя строго заявленным приоритетам (основной фокус, вторичный акцент, нейтральная позиция). Кроме таких стран, как Дания, Исландия и Норвегия. В их позициях наблюдаются некоторые отличия и отклонения.

На ряду со сбалансированностью компонент стратегии каждой страны с другими претендентами на Арктический регион, наблюдается и политика нейтралитета, и развитие собственного идеологического пространства и лидерства. В стратегических задачах освоения Арктики отведено внимание и таким моментам, как обмен информацией и координации усилий в различных областях, созданию комфортных условий для проживания КМНС и т.д. Каждая стратегия отличается своими глубокими принципиальными позициями, достаточно интересна к рассмотрению и пониманию ее взглядов и убеждений в освоении Арктического региона.

Приоритетные задачи разных государств – это эффективное использование сырьевого и логистического потенциала, биологических водных ресурсов, развитие обеспечения приарктических районов, укрепление национальной оборонной стратегии, преобразование российского Северного морского пути в международный коммерческий транзитный маршрут, расширение собственных шельфовых зон, установление единоличного преобладания над традиционными районами промысла, ведение НИОКР и прикладных исследований и т.д. Освоение Арктического региона для России – вопросы не только как региона геостратегического интереса, но и ее национальной безопасности.

Результаты исследования представляют собой совокупный анализ арктических стратегий стран циркумполярного мира, стран-наблюдателей Арктического Совета и иных стран и объединений, заявляющих о своих интересах к Арктическому региону. Данные заключения, как «Арктические стратегии: энергетика, безопасность, экология и климат», легли в составную часть [1] трёхтомного исследовательского проекта, выполненного участниками рабочей группы «Энергия Арктики» Центра Энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, при поддержке и кураторстве директора Митровой Татьяны Алексеевны.

Литература

1. Арктические стратегии: энергетика, безопасность, экология и климат. Том 1. Серия исследований «Энергия Арктики». Электронный ресурс. URL:
2. <https://energy.skolkovo.ru/ru/senec/research/arctic/>

4.3. Развитие энергетических отраслей на востоке России

МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОГНОСТИЧЕСКИХ СЦЕНАРИЕВ ВОДНОСТИ И ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМОВ

Абасов Н.В., Бережных Т.В., Никитин В.М., Осипчук Е.Н.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

Для моделирования долгосрочных режимов энергосистемы с высокой долей ГЭС, характеризующихся значительной межгодовой и сезонной неравномерностью притоков в водохранилища, требуется формирование достаточно надежных прогностических сценариев водности и температурных режимов в зимний отопительный период.

В ИСЭМ СО РАН были разработаны различные методы и модели для формирования надежных долгосрочных оценок природообусловленных факторов энергетики, включая методологию и информационно-прогностическую систему ГИПСАР, основанные на системном подходе извлечения максимально полезной информации из накопленных статистических данных [1]. Методология включает аппроксимативные обучающиеся методы в сочетании с качественными и вероятностными подходами, поиском и использованием причинно-следственных связей и пространственно-временных закономерностей. Ранее она позволяла формировать приемлемые агрегированные прогностические оценки (на год и более) для многих квазистационарных процессов (например, оценки суммарного годового притока в водохранилища ГЭС и среднезимних температур, влияющих на энергопотребление в отопительный период).

К сожалению, с глобальными и региональными изменениями климата, надежность долгосрочных прогностических оценок существенно уменьшилась, что связано с изменением найденных ранее многих причинно-следственных связей и пространственно-временных закономерностей, а также малой накопленной статистики в новых условиях. Например, длительный маловодный период на оз. Байкал с 1996 г., включая экстремально маловодный 2014–2018 гг., привел к снижению нормы годового полезного притока в озеро более чем на 10% по сравнению с ранее наблюдаемыми показателями. Аналога такого периода в накопленной статистике не наблюдалось.

Для повышения надежности формирования долгосрочных прогностических оценок водности и температур в современных условиях разработана новая система долгосрочного прогнозирования ГеоГИПСАР, применяемая в энергетических исследованиях [2]. Она включает дополнительно базу данных состояния атмосферы (множество метео-параметров данных реанализа NCEP/NCAR по всему земному шару в суточном разрешении со средствами мониторинга и оперативной их актуализации), данные по метео- и гидропостам, а также множество гео- и гелио- показателей, таких как: солнечная активность, лунные циклы, скорость вращения Земли и др.

Разработанная система включает также базу данных прогностических ансамблей, которая актуализируется через интернет-мониторинг данных, формируемых глобальными климатическими моделями, например, модель CFS-2, на основе которой ежедневно проводится имитационное моделирование состояния атмосферы и океана с разрешением одни сутки (или несколько часов) на период до 9–10 месяцев по специальной методике учета различных возмущающих факторов. Разброс показателей отдельных прогностических ансамблей может варьироваться в широких пределах, что затрудняет их непосредственное использование для приемлемых на практике оценок метео- и гидро-показателей. Разработанная в системе ГеоГИПСАР методика обработки множества отдельных прогностических ансамблей позволяет формировать через их агрегирование (с различными весами) наиболее вероятные пространственные распределения метео-показателей для заданных периодов времени. Например, формирование климатических карт абсолютных и относительных показателей для каждого месяца с отображением границ бассейнов водосбора

рек. Для конкретных пунктов и отдельных территорий разработаны средства формирования временной динамики изменения исследуемых показателей.

На рис. 1 приведена принципиальная схема формирования долгосрочных сценариев, основанная на синтезе 2-х подходов: 1) формирование прогностических методов разработанными ранее аппроксимативными и вероятностными методами, а также новыми нейросетевыми; 2) формирование прогностических карт метео-показателей на основе комплексирования отдельных множеств прогностических ансамблей (например, усредненных показателей за выбранный интервал времени).

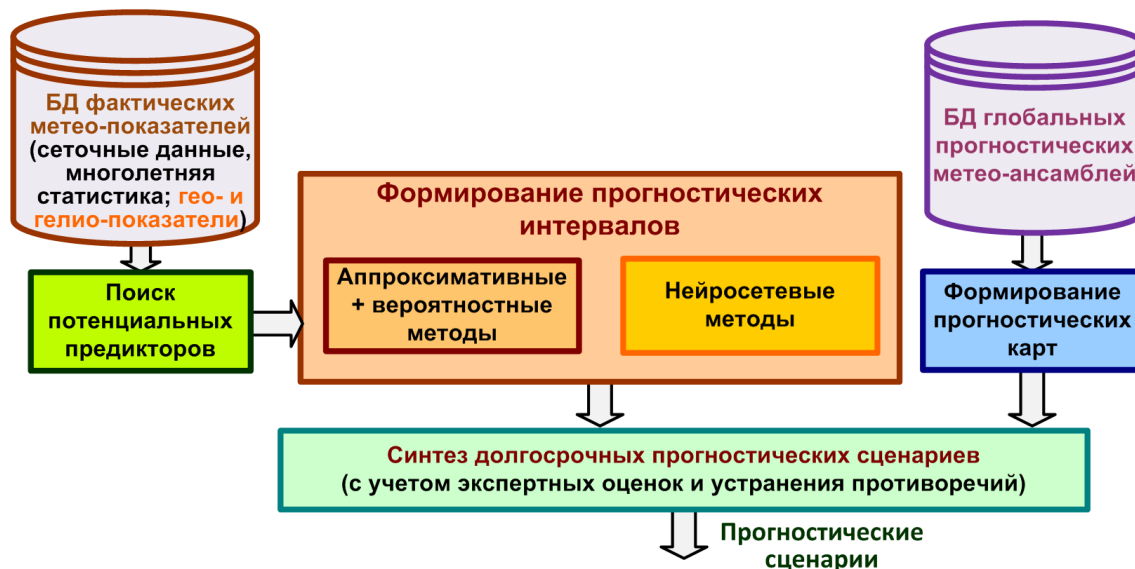


Рис.1. Схема формирования долгосрочных прогностических сценариев притоков воды в водохранилища ГЭС и температурных режимов отопительного сезона

Если аппроксимативные и вероятностные методы опираются на поиск закономерностей в отдаленном прошлом, то нейросетевые методы, реализованные в системе ГеоГИПСАР, имеют многопараметрическую структуру (множество скрытых слоев с различным количеством нейронов и различными логистическими функциями). Особенностью нейросетевых методов является использование в их ядре нелинейностей используемых логистических функций, позволяющих настраивать выходы на интервалы с разными параметрами квантования. Разработанные нейросетевые методы для интервальных оценок, как правило, легко обучаются на различных выборках данных. Для получения надежных прогностических оценок отбираются только те параметры нейронной сети и влияющих факторов, которые имеют минимальные ошибки на различных верификационных выборках.

Окончательный синтез прогностических сценариев определяется на основе экспертных оценок по обработке данных различными методами с учетом верификации на различных подвыборках и устранения противоречий (например, между ожидаемой высокой водностью и одновременно повышенными температурам).

Литература

1. *Berezhnykh T., Abasov N.*, The Increasing Role of Long-Term Forecasting of Natural Factors in Energy System Management // International Journal of Global Energy Issues, Vol. 20, No. 4, 2003. P. 353–363.
2. *Abasov N.V., Nikitin V.M., Osipchuk E.N.* A System of Models to Study Long-Term Operation of Hydropower Plants in the Angara Cascade // Energy Systems Research, Vol. 2, Number 2(6), 2019. P. 5–18.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС АНГАРО-ЕНИСЕЙСКОГО КАСКАДА В СОСТАВЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЙ СИСТЕМ

Никитин В.М., Абасов Н.В., Осипчук Е.Н.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

Доля электроэнергии, вырабатываемой ГЭС Ангаро-Енисейского каскада в энергосистеме Сибири, составляет около 50%. Значительные межгодовые и сезонные изменчивости притоков воды в его водохранилища определяют уникальность каскада с точки зрения эффективности и режимов работы энергосистемы в различных условиях водности и энергопотребления. В современных условиях, в связи с приоритетом водохозяйственных, социальных и экологических требований над энергетическими, для моделирования долгосрочных режимов ГЭС необходимо проводить комплексные исследования их работы в составе энергетической и водохозяйственной систем. Разработанная в ИСЭМ СО РАН методика моделирования долгосрочных режимов ГЭС (каскадов ГЭС) [1] опирается на согласованные исследования 5-ти основных блоков моделей (рис.1).

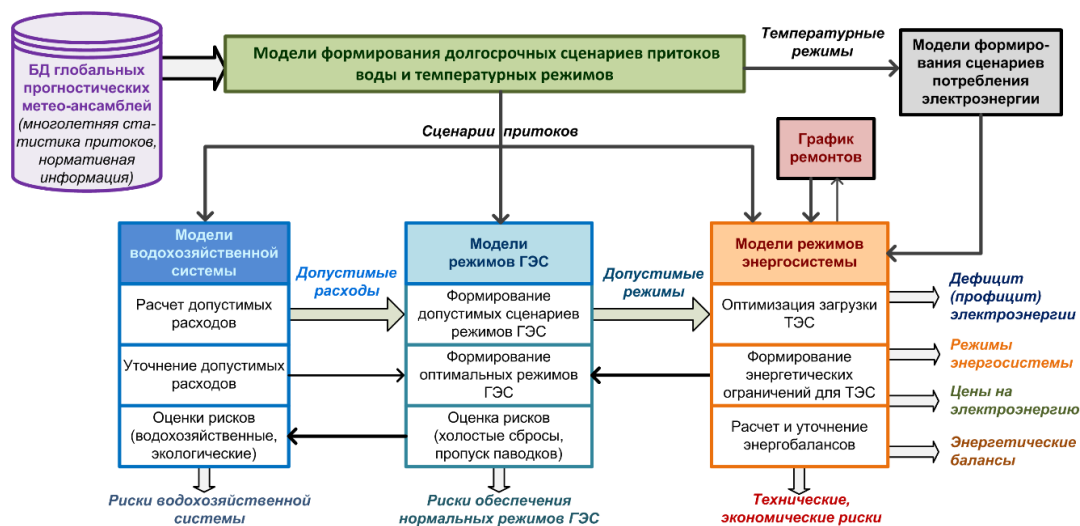


Рис.1. Схема моделей для комплексных исследований долгосрочных режимов водохозяйственной и энергетической систем

Данные модели позволяют учитывать специфику работы водохозяйственной и энергетической систем при долгосрочном планировании на период до 1 года. Каждый блок включает несколько моделей (имитационных, оптимизационных и многокритериальных), решающих различные задачи с учетом неопределенности притоков воды в водохранилища, амплитуды и частоты аномалий температур в исследуемых регионах, требований водопользователей, объема электропотребления, вынужденных и плановых ремонтов электрооборудования и электрических сетей, ограничений по предельной пропускной способности отдельных участков электросети в контролируемых сечениях, другие факторы и ограничения.

Предлагаемый подход предусматривает, на основе вероятностных долгосрочных сценариев притоков воды в водохранилища и ожидаемых температурных режимов, получение оптимальных сбалансированных режимов водохозяйственной и энергетической систем при обеспечении надежности и бесперебойности энерго- и водоснабжения потребителей в любой рассматриваемый интервал времени.

Модели формирования долгосрочных сценариев притоков воды и температурных режимов используют результаты обработки прогностических ансамблей с различными

весами, формируемых глобальными климатическими моделями [2], а также применения нейросетевых методов определения наиболее вероятных интервалов показателей на основе варьирования широкого набора возможных климатических, гидрологических и других данных.

Модели *водохозяйственной системы* позволяют определить допустимые диапазоны расходов каждой ГЭС для различных условий водности. Система включает гидрологические модели на основе уравнений водного баланса, гидравлические модели для оценок времени добегания водного потока до различных пунктов речной сети, учета ограничений всех водопользователей и водопользователей, а также экологических и социальных ограничений.

Модели *режимов ГЭС* позволяют проводить водно-энергетические расчеты, используя сформированные сценарии притоков воды в водохранилища, результаты расчетов гидрологической и водохозяйственной моделей. В расчетах могут использоваться различные критерии оптимизации режимов: максимум гарантированной мощности каскада ГЭС в зимний период или за водохозяйственный год, минимум холостых сбросов, максимум обеспеченность водопользователем и другие. В результате определяются все необходимые параметры режимов ГЭС: расходы через гидроузлы, уровни бьефов, напор, мощность, выработка электроэнергии и другие.

Модели *формирования долгосрочных сценариев потребления электроэнергии* носят стохастический характер и опираются на накопленную статистику для различных температурных режимов, позволяющих формировать регрессионные зависимости, с выделением периодов максимума и минимума потребления в суточном и сезонном разрешениях. Используются также имеющиеся плановые показатели потребности в электроэнергии и мощности, ввода в эксплуатацию новых крупных потребителей электроэнергии.

Модели *режимов энергосистемы* в качестве входных параметров используют: долгосрочные сценарии энергопотребления в различных разрешениях (годовом, сезонном, месячном, недельном, суточном, часовом); графики ремонта электрооборудования и электрических сетей; расходные характеристики генерирующих станций; уровни нагрузок потребителей в территориальных энергозонах; пропускные способности сетей; расходы на собственные нужды и коэффициенты потерь мощности в линиях электропередачи и другие. Критерием оптимизации могут быть: минимум затрат на выработку электроэнергии, минимум расхода топлива, максимум надежности и устойчивости энергосистемы. По принятому критерию производится выбор наиболее оптимального режима работы энергосистемы. По результатам моделирования определяются перспективные энергетические балансы. В случае дефицита или профицита суммарной электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме, производятся оценки перетоков в соседние энергосистемы. Результаты расчетов по моделированию режимов работы энергосистемы в виде энергетических ограничений передаются в блок режимов работы ГЭС для корректировки водно-энергетических расчетов.

Представленная система моделей позволяет выполнять ежемесячные уточнения режимов работы ГЭС и тепловых электростанций с учетом рисков влияния стохастических факторов, на этой основе формировать предложения по оптимальным долгосрочным режимам энергосистемы и каскада ГЭС, обеспечивая повышение устойчивости, надежности и эффективности при планировании и управлении.

Литература

1. *Abasov N.V., Nikitin V.M., Osipchuk E.N.* A System Of Models To Study Long-Term Operation Of Hydropower Plants In The Angara Cascade // *Energy Systems Research*, Vol. 2, Number 2(6), 2019. P. 5-18.

2. *Никитин В.М., Абасов Н.В., Бережных Т.В., Осипчук Е.Н.* Ангаро-Енисейский каскад ГЭС в условиях изменяющегося климата // *Энергетическая политика*, вып. 4, 2017. С. 62-71.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ СИБИРИ: ТЕНДЕНЦИИ И ПРОБЛЕМЫ

Никитин В.М., Малиновская Е.Н.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

E-mail: nikitin1310@mail.ru; lena.617244@mail.ru

В 2019 году исполнилось 60 лет со дня образования энергосистемы Сибири. В настоящее время это одна из семи объединенных энергетических систем (ОЭС) России. Ее основной отличительной особенностью, относительно других ОЭС, является высокая доля ГЭС. В составе ОЭС Сибири работают 112 электростанций общей мощностью 52,1 ГВт, в том числе один из крупнейших в мире Ангаро-Енисейский каскад ГЭС суммарной мощностью 25,3 ГВт. На долю гидроэлектростанций, (с учетом Новосибирской и Мамаканской ГЭС) приходится около 50% общего объема производства электроэнергии в ОЭС Сибири (в целом по РФ – 18%). Важнейшую роль в функционировании ОЭС Сибири играет Ангарский каскад ГЭС, в составе которого находятся уникальные водохранилища многолетнего регулирования – Иркутское (оз. Байкал) и Братское с суммарным полезным объемом 96 км³, позволяющим накапливать до 10 ÷ 12% общей годовой потребности в электроэнергии ОЭС. Вместе с Усть-Илимской и Богучанской ГЭС Ангарский каскад производит около 30% общего объема электроэнергии ОЭС.

В развитии и формировании энергосистемы Сибири можно выделить два различных периода, совпадающих с этапами политического и социально-экономического развития страны: советский и постсоветский. В советский период (1960-1990 гг.) происходил резкий рост производства и потребления электроэнергии. Потребление электроэнергии выросло в 6 раз (около 20% в год), общая мощность электростанций в 7 раз, в том числе ГЭС в 22 раза, ТЭС в 3,9 раза.

После 1990 года, вплоть до середины 2000-х годов наблюдалось значительное сокращение потребления электроэнергии. В конце 90-х годов электропотребление в ОЭС Сибири снижалось до 170 ТВт·ч (примерно на 20% или до уровня 1980 года) и только в последние годы вернулось на уровень 1990 года. За эти годы была построена (достроена в 2015 году, через 40 лет после начала строительства) только одна ГЭС – Богучанская, мощностью 3 ГВт и несколько новых теплогенерирующих станций и энергоблоков на действующих станциях общей мощностью 6 ГВт.

Главной особенностью энергосистемы с высокой долей ГЭС является большая зависимость выработки электроэнергии от природно-обусловленного фактора – естественного колебания притоков воды в водохранилища. В энергоотдаче ГЭС Ангаро-Енисейского каскада отклонение от среднемноголетних значений может составлять до 30% или 31 ÷ 36 млрд. кВт·ч в год.

Проблемы в энергосистеме и связанных с ней системах (водохозяйственной и социально-экономической) возникают при отклонениях приточности от нормальных и близких к нормальным условиям. В маловодные периоды, особенно экстремальные, значительно сокращается производство электроэнергии на ГЭС, появляется дефицитность энергобаланса на отдельных участках ОЭС, уменьшаются запасы в водохранилищах многолетнего регулирования. В целом снижается общая надежность и устойчивость функционирования как энергосистемы, так и водохозяйственной системы.

Проблемы возникают и в многоводные годы. Из-за ограниченной потребности энергосистемы в электроэнергии в периоды паводков (обычно происходящих в летний период), а также недостаточной пропускной способности межсистемных и внутрисистемных ЛЭП, возникают риски переполнения водохранилищ и холостых сбросов через пропускные сооружения гидроузлов, затопление территорий, расположенных в верхних и нижних бьефах. Последнее относится, прежде всего, к оз. Байкал и нижнему бьефу Иркутской ГЭС.

Проблемой является и ограничение пропускной способности внутрисистемных и межсистемных электрических сетей. ОЭС Сибири является в целом самодостаточной по балансу выработки и потребления электроэнергии (переток из других ОЭС составляет около 1% от общего объема потребления). Однако, внутри ОЭС Сибири имеются как энергоизбыточные, так и энергодефицитные районы, что связано с ограниченной пропускной способностью сетей по критическим сечениям.

К проблемам можно отнести и действующую систему управления и планирования. Управление и планирование режимов ГЭС осуществляют разные ведомства – Системный Оператор (СО) в электроэнергетике и Росводресурсы (далее – ФАВР) в водохозяйственных системах. В водохозяйственных системах планирование (регулирование) режимов работы водохранилищ ограничивается периодом 1 месяц. На практике управление гидроресурсами, в соответствии с Водным кодексом и ПИВР, сводится к директивному назначению региональным подразделением ФАВР – Енисейским бассейновым водным управлением (далее – ЕнБВУ) расходов через гидроузлы на предстоящий месяц с учетом складывающихся гидрологических условий (текущего состояния уровней водохранилищ и прогноза приточности). При этом, предложения энергетиков, как и других водопользователей, входящих в консультативную межрегиональную группу (далее – МРГ) при ЕнБВУ, носят рекомендательный характер.

Перечисленные особенности и проблемы снижают эффективность использования гидроресурсов при функционировании ОЭС Сибири. Учет этих особенностей при долгосрочном планировании и решение отдельных проблем (где это объективно возможно) создают потенциальные возможности для её повышения.

Литература

1. Официальный сайт АО СО ЕЭС филиал ОДУ Сибири [Электронный ресурс]. – https://so-ups.ru/?id=odu_siberia .
2. Савельев В.А. Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири. – Новосибирск: Наука, 2000. – 200 с.
3. Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации. 3-е издание. /Под ред. Баркина О.Г. – М.: Издательство «Перо», 2017. – 532 с.
4. Гвоздев Д.Б., Курбатов А.П. Проблемы управления функционированием ГЭС Сибири в новых экономических условиях // Электрические станции. 2004, № 3. С. 62 – 67.
5. Абасов Н.В., Болгов М.В., Никитин В.М., Осипчук Е.Н. О регулировании уровня режима озера Байкал // Водные ресурсы. 2017. Том 44, № 3. С. 407 – 416.
6. Постановление Правительства РФ от 26.03.2001 №234 «О предельных значениях уровня воды в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности» [Электронный ресурс].- <http://www.poisk-zakona.ru/154378.htm1> .
7. Основные правила использования водных ресурсов водохранилищ Ангарского каскада ГЭС (Иркутского, Братского и Усть-Илимского). – М.: Издательство Министерства мелиорации и водного хозяйства РСФСР, 1988. 65 с.
8. Иркутская гидроэлектростанция на р. Ангаре: Технический проект. – М.: Издательство Московского отделения Института «Гидроэнергопроект», 1951. 80 с.
9. Никитин В.М., Абасов Н.В., Бычков И.В., Осипчук Е.Н. Уровень режим озера Байкал: проблемы и противоречия // География и природные ресурсы. 2019, № 4. С. 74 – 83.
10. Никитин В.М., Абасов Н.В., Бережных Т.В., Осипчук Е.Н. Ангаро-Енисейский каскад ГЭС в условиях изменяющегося климата // Энергетическая политика, 2017, вып. 4. С. 62 – 71.
11. Abasov N.V., Nikitin V.M., Osipchuk E.N. A System of Models to Study Long-Term Operation of Hydro Power Plants in the Angara Cascade // Energy Systems Research, Vol. 2, Number 2(6), 2019. P. 5 – 18.

МИРОВОЙ КРИЗИС (2020 Г.): ПЛАНЫ И РЕАЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ «ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.»

Плаkitкина Л.С.

Институт Энергетических исследований РАН, г. Москва, Россия

«Программа развития угольной промышленности России на период до 2035 г.» (далее Программа до 2035 г.) утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 июня 2020 г. № 1582-р. [1]. Данная Программа разработана в рамках актуализации «Программы развития угольной промышленности России на период до 2030 г.», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 июня 2014 г. №1099-р. Срок реализации Программы пролонгирован до 2035 г.

При разработке Программы до 2035 г. учитывались сценарные условия функционирования экономики России и основные параметры долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2035 г., разработанного в 2018 г. Министерством экономического развития Российской Федерации.

В рамках Программы до 2035 г. рассматривалось два варианта: консервативный предусматривает рост объемов добычи с 440 млн т в 2019 г. до 485 млн т в 2035 г., оптимистичный – до 668 млн т. Объем экспорта российских углей прогнозируется увеличить с 220 млн т до 260 млн т по консервативному и до 390 млн т – по оптимистическому варианту [см. 1].

Однако, в 2019 г. и особенно в 2020 г. макроэкономическая ситуация, как в мире, так и в России существенно изменилась. COVID-19 привел к тому, что снижение мирового ВВП в 2020 г., по прогнозам Мирового Банка, составит около 5,2 % по сравнению с уровнем 2019 г. Среднемировая цена нефти Brent в 2020 г. может «упасть» вдвое по сравнению с уровнем 2019 г. – до 32 дол. США/барр. В сложившейся макроэкономической ситуации ВВП России, по расчетам экспертов, может сократиться на 5-7 % по сравнению с уровнем 2019 г.

Падение цен на нефть, характерное для 2019 г. и 2020 г. [2, 3], приводит, соответственно, к снижению среднегодовых цен производителей российского угля, а отсюда – к падению спроса на уголь и его объемов производства. Так, в январе–марте 2020 г. добыча угля в России снизилась на 10 % по сравнению с аналогичным периодом прошлого года [4].

Глобальные вызовы порождают ряд системных проблем и соответствующих последствий для угольной промышленности России. Так, за период 2011–2019 гг. ухудшились некоторые финансовые показатели работы отрасли: задолженность по полученным займам и кредитам увеличилась в 3,3 раза (с 243,4 до 810,8 млрд. руб.); доля убыточных предприятий в общем объеме добычи угля возросла с 3,5 до 8,2 % [5].

Продолжается рост импортозависимости от закупок и использования зарубежного оборудования. В целом по угольной отрасли РФ доля основного введенного импортного оборудования в предкризисном 2019 г. составила 93,5 %, что существенно выше, чем в 2015 г. (71,3 %), в т.ч. на шахтах – 61,3 %, что ниже, чем в 2015 г. (76,0 %) [см. 5]. Более тяжелая ситуация складывается на разрезах, где доля основного введенного импортного оборудования, по состоянию на 2019 г., составила 95,6 % (в 2015 г. – 70,1 %).

В условиях стагнации внутреннего потребления угля в России увеличение поставок угля на экспорт является главным драйвером роста объемов добычи угля уже многие годы [6]. Однако в январе-марте 2020 г. экспортные поставки угля упали до 40,3 млн т, или на 11,3 % по сравнению с аналогичным периодом 2019 г. [см. 4].

Основные импортеры российского угля в последние годы – КНР, Япония, Южная Корея, страны ЕС и Украина. Однако Китай сокращает потребление угля из-за постепенной переориентации с угля на природный газ и «зеленую» энергетику. Из-за Covid-19 потребление угля в Китае уже в мае 2020 г. снизилось на 8 %, угольной генерации – упало на 9 %.

В странах ЕС падение угольной и гидрогенерации происходит на фоне роста газовой, солнечной и ветровой генерации. Этому способствовали повышение цены углеродных выбросов и снижение цен на газ, в результате чего газовая генерация стала дешевле угольной.

Потребление угля в Японии намечено сократить, и к 2030 г. закрыть 110 из 140 угольных электростанций, что «ударит» по традиционным поставщикам энергетического угля в страну – Австралии, Индонезии и России. Поэтому, Россия в ближайшие 10 лет может потерять еще одного из значительных азиатских рынков сбыта угля.

Многие годы Россия оставалась крупнейшим поставщиком угля на Украину. В 2019 г., по информации украинского Госстата, в 2019 г. приходилось 58 % всех поставок российского каменного угля и антрацита на территорию Украины. Однако в мае 2020 г. Украина ввела пошлины на импорт угля из России в размере 65 % для защиты внутреннего рынка.

Все вышеизложенное приведет к существенному падению инвестиций в угольную отрасль РФ. Спрос на уголь в перспективном периоде значительно снизится.

По нашему мнению, достижение высоких объемов добычи угля в России на период до 2035 г. (оптимистичный вариант – до 668 млн т), прогнозируемых в «Программе развития угольной промышленности России на период до 2035 г.», представляется мало вероятным. Поэтому, скорее всего, потребуются корректировка разработанной Программы до 2035 г.

В предстоящем нашем докладе на международной конференции в Иркутске будут представлены актуализированные прогнозы развития добычи и экспорта угля в мире и России в период до 2035 г., разработанные в Центре исследования угольной промышленности мира и России ИНЭИ РАН в соответствии с актуализированной макроэкономической ситуацией.

Развитие угольной отрасли России в период до 2035 г. будет связано с реализацией двух базовых научно-технологических направлений, обусловленных воздействием предстоящей четвертой мировой промышленной революции [7]. Такими базовыми направлениями развития являются: создание в угольной отрасли сети промышленного «Интернета вещей»; разработка безлюдных роботизированных технологий добычи и переработки угля, основанных на применении производственных киберфизических систем.

Литература

1. «Программа развития угольной промышленности России на период до 2035 г.», утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 июня 2020 г. № 1582-р.
2. [BP Statistical Review of World Energy June 2020](#) // BP, 2020
3. [Coal Information 2000-2019](#) // International Energy Agency Statistics, OECD/IEA, 2020
4. Таразанов И.Г., Губанов Д.А. Итоги работы угольной промышленности России за январь-март 2020 года // Уголь. 2020. № 6. С. 23-34. DOI; <http://dx.doi.org/10.18796/0041-5790-2020-6-23-34>
5. [Статистические и аналитические информационные материалы по основным показателям производственной деятельности организаций угольной отрасли России](#), ЦДУ ТЭК, с 2000 г. по 2019 гг.
6. Плакиткина Л.С., Плакиткин Ю.А. [Угольная промышленность мира и России: анализ, тенденции и перспективы развития](#). – М.: ЛИТЕРРА, 2017. – 373 с.: ил. 99.
6. Плакиткин Ю.А., Плакиткина Л.С. «От цифровизации к «Индустрии - 4.0» и «Обществу 5.0» – возможности адаптации угольной промышленности России. Прогнозы развития отрасли до 2040 г.» Научно-технический журнал «Горная промышленность», 2018 г., № 5 (141). С. 56-61
7. Плакиткин Ю.А., Плакиткина Л.С. Статья «Анализ базовых направлений реализации Программ «Индустрия-4.0» и «Цифровая экономика Российской Федерации» Научно-технический журнал «Горная промышленность», 2018 г., № 1 (137). С. 22-28

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕЙ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ДЛЯ НУЖД ЭНЕРГЕТИКИ

Павлов Н.В*., Такайшвили Л.Н.**., Захаров В.Е.*

* *Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия*

***Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия*

Республика Саха (Якутия) располагает значительными ресурсами высококачественного угля, в том числе коксующегося особо ценных марок, востребованных на мировом рынке угля [1]. Благодаря высокой обеспеченности запасами уголь является надежным ресурсом на длительную перспективу для развития добычи для внутреннего потребления, поставок в регионы России и экспорта.

Основными потребителями угля на внутреннем рынке являются объекты энергетики Республики Саха (Якутия) и соседних регионов и коксохимические заводы. Угольная энергетика республики базируется на потреблении углей, добываемых в регионе.

Отличительной чертой энергосистемы республики является наличие зоны централизованного (36% территории) и децентрализованного (74% территории) энергоснабжения. К зоне децентрализованного энергоснабжения относятся территории арктических и северных районов республики, где проживает 15% населения. До присоединения в состав Единой энергосистемы России в 2019 году отдельные энергорайоны характеризовались избыточным балансом энергии и электрической мощности в силу их изолированности.

Основными видами топлива, потребляемыми на электростанциях и в котельных республики, являются уголь и природный газ. Приблизительная доля угля в общем потреблении на электростанциях республики составляет 50%, а котельных – 40%. Доля природного и попутного газа в потреблении топлива на электростанциях и котельных составляет примерно по 45%. В небольших объемах потребляется дизельное топливо, в основном – на электростанциях, и древесина – в котельных. Объекты угольной энергетики играют замыкающую роль в удовлетворении спроса на электроэнергию и тепло.

Ресурсы угля для развития угольной энергетики значительно превышают их востребованность [2].

В работе представлены возможные варианты развития угольной энергетики для базового и оптимистического сценариев развития экономики республики до 2035 года. При составлении прогноза учитывались официальные документы [3, 4].

Оптимистический сценарий предусматривает строительство крупных объектов угольной генерации, в том числе для экспорта электроэнергии. В долгосрочной перспективе конкуренцию развитию угольной генерации составляют проекты газовой и гидрогенерации, имеющие более привлекательные технико-экономические параметры.

Объем потребления угля к 2035 году на электростанциях в зависимости от сценариев развития может составить от 1,4 до 5,4 млн. т.у.т. в год. Основной прирост потребления угля приходится на электростанции. Потребление угля котельными не оказывает значительного влияния на объемы потребления угля в перспективе.

Уголь для республики является наиболее надежным источником топлива на долгосрочную перспективу. Это обусловлено не только наличием значительных запасов угля, в т.ч. в зоне децентрализованной энергетики, но и ростом объемов переработки высококачественных углей, востребованных на мировом рынке в перспективе. Развитие энергетики республики в перспективе направлено на устранение энергодефицитных территорий как с большим потенциалом промышленного развития, так и изолированных районов с возможностью использования местной сырьевой базы.

Значительный рост потребления энергетических углей республики возможен за счет развития в зоне децентрализованной энергетики угольной генерации с использованием местных углей. Нестабильное качество углей мелких местных месторождений и конкуренция с другими энергоносителями создает сложности в реализации проектов развития угольной энергетики [5]. Потребление якутских энергетических углей в соседних регионах Хабаровском и Приморском краях может оказаться достаточно стабильным. В прогнозируемом периоде ожидается рост потребления природного газа в зоне централизованного энергоснабжения, обусловленный ростом тепловых нагрузок.

Перспективным направлением является внедрение стандартизации угольного топлива, что позволит снизить негативное влияние угольной энергетики [6]. Вопрос о реальности такой стандартизации в зоне децентрализованного энергоснабжения остается открытым.

Использование угля для развития угольной энергетики в республике с наибольшей вероятностью может определяться развитием горнодобывающей промышленности, сооружением электростанций малой мощности в изолированных районах, а также возможным сооружением угольных электростанций для экспорта электроэнергии.

Литература

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2019 года. Вып. 91, Уголь, Том VIII, Дальневосточный федеральный округ. – М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд, 2019. -412 с.

2. Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года. - Якутск; Иркутск: Медиа-холдинг "Якутия" и др.; 2010. -328 с.

3. Закон Республики Саха (Якутия) от 19 декабря 2018 года 2077-3 N 45-VI (в ред. Закона Республики Саха (Якутия) от 18.06.2020 2247-3 N 403-VI) О Стратегии социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) до 2032 года с целевым видением до 2050 года.

4. Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 30 апреля 2020 года N 1171. О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия).

5. Хоютанов Е.А., Гаврилов В.Л. Моделирование угольных месторождений заполярной зоны Якутии // Проблемы недропользования. – 2017. - №4. С.53-60.

6. Линёв Б.И. Рубинштейн Ю.Б. Роль стандартизированного угольного топлива в реализации программы чистой угольной энергетики // ФГУП «Институт обогащения твёрдого топлива» [Электронный ресурс] <https://docplayer.ru/50115232-Rol-standartizirovannogo-ugolnogo-topliva-v-realizacii-programmy-chistoy-ugolnoy-energetiki.html> (2018)

Работа выполнена в рамках научных проектов XI.174.2. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310435-0 и III.17.6.4. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. №АААА-А17-117052210036-2.

ПАТРОНАТ ГОСУДАРСТВА НА РЫНКАХ ТЕПЛОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА РОССИИ

Дёмина О.В., Найден С.Н.

Институт экономических исследований ДВО РАН, Хабаровск, Россия

Совершенная конкуренция традиционно рассматривается в качестве идеальной модели организации рынков, которая в принципе недостижима [1]. Предельным случаем выступает модель монополии, в том числе естественной монополии, которая порождает конфликт между экономической эффективностью и конкуренцией, когда увеличение числа производителей сопровождается потерями от отсутствия экономии на масштабе. Типичными примерами естественной монополии являются сфера предоставления коммунальных услуг (электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение и т.п.), транспорт (железные дороги), где собственно элемент монополии сосредоточен в сетях [2, 3]. На протяжении длительного времени наиболее оптимальной моделью организации рынка электрической и тепловой энергии оставалась регулируемая монополия [4-8]. В этом случае патронат государства направлялся на сдерживание цен для потребителей электрической и тепловой энергии. При этом считалось, что уровень цен должен быть либо максимально приближен к уровню предельных издержек, либо обеспечивать только нормальную прибыль. Нахождение генерирующих мощностей в собственности государства являлось дополнительным аргументом в пользу патроната, позволяющего внешний контроль замещать внутренним.

С конца 1980-х гг. идет активный поиск методов государственного регулирования, допускающих внедрение конкуренции, дифференциацию способов государственного контроля и частичную приватизацию в естественной монопольной сфере. Получила развитие новая парадигма – рыночно ориентированное государственное регулирование – переход от прямого контроля за деятельностью монополий к установлению правил на отраслевых рынках. Речь идет о распространении антимонопольного регулирования на все отрасли, снятии барьеров вертикальной интеграции, уточнении механизмов ценообразования. Цель указанных мер – формирование такого механизма и такой структуры рынка, при которых возможно развитие отношений конкуренции [9].

Именно по такому пути идет Россия, осуществляющая с начала 2000-х годов реформу электроэнергетики, а с 2017 г. – реформирование рынка тепловой энергии [10]. Основная идея российских реформ – либерализация условий и отказ от прямого патроната государства. Однако для Дальнего Востока – региона со сложными климатическими условиями, особой системой пространственного распределения ареалов экономической деятельности, крайне неравномерной плотностью расселения населения, сохраняется государственное регулирование рынков электрической и тепловой энергии. Последнее обусловлено техническими особенностями энергосистемы и невозможностью создать условия для развития конкуренции.

Патронат государства на Дальнем Востоке осуществляется в различных формах: государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию, установление тарифов ниже фактического уровня затрат, субсидии производителям и потребителям энергии, строительство генерирующих мощностей за счет государства.

В частности, в 2016-2020 гг. на территории Дальнего Востока построены 4 объекта электроэнергетики: вторая очередь Благовещенской ТЭЦ (2016 г.), первая очередь Якутской ГРЭС-2 (2017 г.), Сахалинская ГРЭС-2 (2019 г.) и ТЭЦ в г. Советская Гавань (запуск в 2020 г.). Финансирование осуществлено за счет федерального бюджета, из которого государство внесло 50 млрд рублей в уставный капитал ПАО «РусГидро» (указ Президента РФ от 22 ноября 2012 г. №1564). В 2017 г. введена новая мера поддержки для промышленных потребителей региона: субсидии на выравнивание тарифов до среднего уровня по стране. Объем субсидий за 2017-2020 гг. оценивается почти в 130 млрд рублей.

Государство помимо контроля за ростом тарифов, сохраняет для населения специально установленный уровень возмещения издержек ниже затрат при производстве коммунальных

услуг, включая энергоснабжение. Для населения Дальнего Востока в среднем на 2019 год он составил 93,2%, варьируя от максимума для Республики Бурятия и Приморского края (100%) до минимума для Чукотского автономного округа (56,3%).

Государство продолжает опекать население, сохраняя льготы для отдельных категорий граждан и выплачивая субсидии для семей с низким достатком. С учетом вновь присоединенных территорий к Дальневосточному федеральному округу (Республики Бурятия и Забайкальского края) за 2017-2019 гг. государство израсходовало на компенсацию оплаты коммунальных услуг, включая энергоснабжение, более 75,6 млрд руб. (16,6 млрд руб. на субсидии и 59,1 млрд руб. на возмещение льгот).

Но даже при сниженных тарифах и с учетом уже полученных субсидий и льгот нагрузка на бюджеты домашних хозяйств оказывается выше, чем в среднем по стране: 10,5% против 9,6%. Для Дальнего Востока это играет существенное значение, так как 15,7% населения являются бедными. Если в Сахалинской области 9,6% от общей численности населения имеют доходы ниже прожиточного минимума, то в Забайкальском крае –21%, а в Еврейской автономной области – 24,6%. Высокая пространственная неоднородность проявляется в дифференциации покупательной способности населения как между регионами Дальнего Востока, так и внутри каждого региона, что создает дополнительные проблемы при выборе мер государственной поддержки и способах их реализации. Применение на Дальнем Востоке механизмов общих для страны дает неоднозначные результаты [11].

В связи с этим актуальным вопросом остается анализ форм, масштабов и результативности мер государственной поддержки на рынках тепловой и электрической энергии Дальнего Востока. А также оценка экономических и социальных последствий в случае отказа государства от поддержки дальневосточных потребителей.

Литература

1. Bailey Elizabeth E., Baumol William J. Deregulation and the Theory of Contestable Markets / *Yale Journal on Regulation*. Vol. 1. No. 2 (1984), 111-137. URL: <https://digitalcommons.law.yale.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1010&context=yjreg>
2. Kim S. Ran, Horn A. Regulation policies concerning natural monopolies in developing and transition economies / Discussion Paper of the United Nations Department of Economic and Social Affairs. 1999. № 8. 25 p. / URL: <https://www.un.org/esa/esa99dp8.pdf>
3. Alberto Pera: Deregulation and Privatisation in an Economy-Wide Context, OECD Studies, Vol. 12, 1989, pp. 159–204.
4. Coming in from the Cold. Improving District Heating Policy in Transition Economies / OECD, IEA. 2006. 264 p. URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/cold.pdf>
5. Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. Новосибирск: Наука, 2009. 296 с.
6. Опыт энергорынков: уроки, извлеченные из либерализации рынков электроэнергии / ОЭСР, МЭА. 2005. 274 с. URL: http://www.iea.org/russian/pdf/ElectricityMarket_Russian.pdf
7. China. Enhancing the Institutional Model for District Heating Regulation – Outside Perspectives and Suggestions / The World Bank/ESMAP. 2012. 142 p. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/17483/823750ESM0ESMA0%20Box0379861B00PUBLIC0.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (дата обращения: февраль 2020)
8. Дёмина О.В. Эволюция подходов к регулированию рынка тепловой энергии // Журнал экономической теории. 2018. Т.15. №3. С.496-506. https://www.elibrary.ru/download/elibrary_36011651_42557656.pdf
9. Дерябина М.А. Реформирование естественных монополий: теория и практика // Вопросы экономики. 2006. №1. С.102-121. <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2006-1-102-121>
10. Дёмина О.В. Регулирование теплоэнергетики в России: реакция локальных рынков // Пространственная экономика. 2017. № 3. С. 62–82. DOI: 10.14530/se.2017.3.062-082.
11. Найден С.Н. Социальное развитие на Дальнем Востоке: опека или выживание // Журнал новой экономической ассоциации. 2018. № 2 (38). С. 171–178. DOI: 10.31737/2221-2264-2018-38-2-10

4.4 Локальные системы энергоснабжения на востоке РФ

КОНЦЕПЦИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ, НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ СЛОЖНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ РЕГИОНОВ ХОЛОДНОГО КЛИМАТА

Лепов В.В., Петров Н.А., Прохоров Д.В., Павлов Н.В., Захаров В.Е.

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск, Россия

До сих пор в современных нормативных документах вероятность аварии или выхода техники из строя выражается как классическая вероятностная величина, оцениваемая приемлемым, или допустимым, статистическим риском. Расчет вероятности ведется без учета априорных знаний, уточнения значений в результате истории наблюдений и моделирования. С точки зрения безопасности задание величины приемлемого риска позволяет уйти от общей проблемы защиты от аварий и катастроф, и свести ее к экономической задаче [1]. Ряд ключевых вероятностных факторов, влияющих на безопасность, и их взаимодействие, не учитывается в должной мере, например, разброс свойств и накопление повреждений в материале, дефектность сварных швов, внешних воздействий, а также неквалифицированные действия персонала, что приводит к неизбежности отказов и катастроф, а не к их предотвращению. Применение к оценке безопасности и ресурса техники подходов, основанных на немарковской парадигме, в частности, на байесовской интерпретации вероятности, позволит давать более четкие прогнозы и предотвращать жертвы, обусловленные техногенными факторами [2].

Сложностью описания немарковских процессов является нелокальность их во времени, математически выражаемая в виде интегро-дифференциальных уравнений, которые и определяют эволюцию системы. Одним из следствий учета истории происходящих событий является изменение вероятностной картины. От классической частотной переходят к байесовской интерпретации вероятности, когда ее можно определить не как объективную случайность, а как меру незнания, уменьшающуюся с получением дополнительных сведений о событии. С этой точки зрения байесовский подход является обобщением булевой логики, более обоснован и математически корректен.

Литература

1. Лепов В.В. Искусство принятия решений: краткая история и современное состояние // Наука и образование, 1996. -№2. - С.93-97.
2. Ачикасова В.С., Лепова К.Я., Лепов В.В. Основы вязко-хрупкого перехода и моделирование разрушения / В сб.: Хладостойкость. Новые технологии для техники и конструкций Севера и Арктики. Труды Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 70-летию профессора-механика, д.т.н. А.В. Лыглаева. Утверждено к печати НТС СВФУ им. М.К. Аммосова и Ученым советом ИФТПС СО РАН. 2016. С. 67-72.

ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА АЭС МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Удянский Ю.Н., Щепетина Т.Д.

НИЦ «Курчатовский институт», Москва, Россия

Классифицировать риски и их источники (в том числе и в атомной энергетике) можно множеством способов. В данной работе в качестве базы принят анализ рисков по «времени и пространству» проектов, т.е. по стадиям жизненного цикла и по системным показателям проекта АС: стратегический замысел, НИР, ОКР, проектирование, строительство, эксплуатация, вывод из эксплуатации. Представлены карты рисков, отображающие основные риски и их источники, возникающие при создании проекта АС по соответствующим стадиям. Введено понятие интегрального риска АЭС (рис. 1).

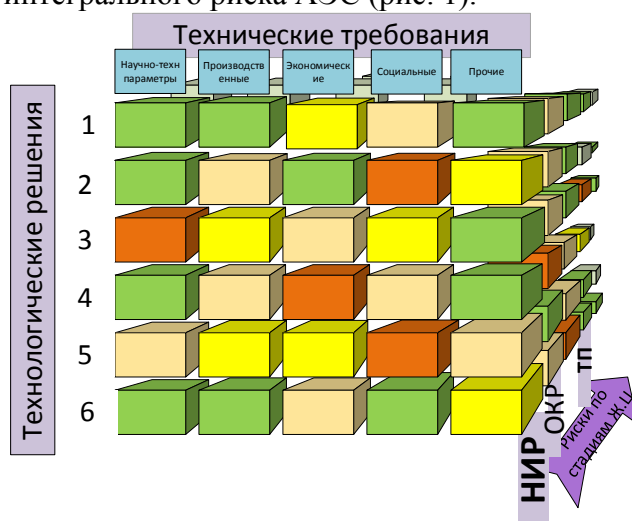


Рис. 1 - Визуализация интегрального риска АС. Многомерная матрица рисков –База знаний по рискам.

Из их анализа становится ясно, что в подавляющем большинстве упомянутых рисков основным источником рисков можно считать ЧФ или подверженность его влиянию. Суть этого влияния ЧФ заключается в необходимости участия человека в принятия решений, как ключевых стратегических, так и рабочих тактических; во владении им при этом системным подходом (умении проследить связь «всего со всем») и т.п. Например, даже минимизацию возможных «природных факторов» и «климатических изменений» можно предусмотреть при организации систем безопасности и диверсификации систем технического водоснабжения.

А там, где присутствует человек со своей свободой воли есть почва для «человеческого фактора» (ЧФ) – и там всегда будет риск. Вопрос исследования, который перед собой ставят авторы: можно ли найти пути или способы развития атомной энергетике, на которых ЧФ, даже будучи «негативно реализованным», приведет к наименьшим неблагоприятным последствиям.

Мы ничего не можем поделать с человеческой природой, но мы в силах изменять технические решения.

Предлагается альтернативный подход к проблемам снижения рисков от ЧФ, суть которого заключается в переходе к внедрению энергоблоков малой и средней мощности (АС МСМ) вместо блоков большой единичной мощности. Предлагаемый путь можно коротко охарактеризовать так: «сейчас денег потребуется больше, но потом рисков будет меньше». В экономике этот метод снижения ключевых рисков в проектах АС называют мощностным хеджированием, мощностным хедж-распределением; это своеобразный метод «страхования мощностью». Показаны его качественные технико-экономические эффекты. Переход к блокам малой или средней мощности снимет множество различных рисков,

описанных в работе: рост затрат от увеличения срока строительства; риски с перебоями поставки энергии; поиск инвестора и его финансовый риск; минимизация резерва мощности в энергосистеме; использование АС для технологических целей; наличие площадок размещения; риски связанные с ядерной и радиационной безопасностью; риски на стадии вывода из эксплуатации; экспортные риски; возможности страхования; повторное использование промплощадки; приемлемость обществом.

В быту и деловой практике мы привыкли к страхованию: автомобиля, путешествия, здоровья, космических спутников, грузовых перевозок и т.д. и т.п. Мы уверены, что «заплатив сейчас больше, в дальнейшем проблем будет меньше». Но в атомно-энергетических проектах мы пока сознательно идем на «мощностной риск» в угоду сиюминутным «экономическим выгодам», никак не думая о дальнейших возможных и гарантированных проблемах.

Пример-аналогия: автомобильная тематика понятна всем; для иллюстрации представим, касательно проблемы мощностной линейки энергоблоков, что автопром выпускает одни только КАМАЗы и автобусы...

Следует помнить, что устойчивость природных систем зиждется на видовом многообразии; атомная энергетика как Система – не исключение. Декларация на государственном уровне перехода к «природо-подобным технологиям» обязывает атомно-энергетическое сообщество серьезно посмотреть на этические, экономические и социогуманитарные последствия своей деятельности.

Риски в ядерной энергетике имеют очень отягощающий характер; вероятность наступления крупной катастрофы очень мала, но имеет огромный экономически и общественный резонанс, после которого система, подчас, перестаёт развиваться. Мало кто осознает, что в повседневной жизни гораздо больше погибает людей (в частности, на дорогах) чем однажды при крупной катастрофе, но к сожалению, с такими тонкостями психологии приходится считаться, особенно если нужно дальнейшее развитие. Изменить психологию людей гораздо тяжелее и трудозатратнее во много раз, чем подстроиться под нее. А поскольку ядерная энергия это один из немногих источников энергии, который будет занимать важное место в будущем, то надо переходить на следующий этап развития – на шаг ближе по пути к «безрисковой ядерной энергетике».

В настоящее время при выборе проекта, сравнивая и рассматривая разные альтернативы, в первую очередь обращают внимание или на одномоментные (overnight costs), или на удельные капитальные затраты, что не всегда стратегически целесообразно с позиций системного подхода. Экономия «в данный момент» не всегда приводит к экономии в целом. С позиций системного подхода затраты следует просчитывать на весь цикл жизни проекта вплоть до его вывода из эксплуатации. Также, подчас, сосредоточение «экономии» на удельных капитальных затратах приводит и к «экономии» самой прибыли. Попросту говоря, вложили меньше – получили тоже меньше. Это может быть связано и с увеличением срока окупаемости в связи с перебоями в работе самой станции, так называемой эксплуатационной надежностью.

Отсутствие методов количественной оценки совокупного риска, системного подхода к ним и «разделение труда» (строительства и эксплуатации) не позволяет в настоящее время «в условиях экономического давления» по достоинству оценить и принять этот путь радикального снижения ключевых рисков проектов АС, включая и влияние ЧФ, – переход к перспективным АС малой и средней мощности вместо крупных энергоблоков.

Литература

1. Т. Щепетина, Ю. Удянский, Д. Чумак. Исследование и классификация рисков и их источников по полному жизненному циклу проектов в ядерной энергетике //Иновационное проектирование.М.- 2014, № 8, с. 56-70.
2. Чумак Д.Ю., Щепетина Т.Д. Классификация риска как необходимый элемент управления в проектах ядерной энергетике // Атомная энергия, т. 116, вып. 2, февр. 2014 г., с 108-113.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ И РОЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

Корнеев А.Г., Иванова И.Ю.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В программных документах федерального уровня, определяющих цели, стратегические приоритеты и основные задачи государственной политики в Арктике, в числе приоритетных обозначено множество проектов освоения минерально-сырьевых ресурсов. Для реализации крупных и электроемких проектов потребуются создание новых электрогенерирующих мощностей и формирование рациональных схем энергоснабжения производств.

На сегодняшний день серьезным ограничением для решения этой задачи является практическое отсутствие на территории восточных регионов Арктики необходимой производственной и транспортной инфраструктуры, и, в первую очередь, электрогенерирующих мощностей. В настоящее время суммарная мощность электростанций арктических территорий Красноярского края, Республики Саха (Якутия) и Чукотского автономного округа составляет немногим более 3000 МВт, причем почти 85% приходится на Таймыро-Туруханскую опорную зону.

Приrost в ближайшие 10-15 лет суммарных электрических нагрузок только наиболее подготовленных приоритетных проектов освоения минерально-сырьевых ресурсов оценивается авторами в 20-25% от генерирующих мощностей. При этом, если в Таймыро-Туруханской зоне этот показатель составляет 10-20%, в Северо-Якутской – 40-50%, то в Чукотской – 70-100% [1]. В этот перечень попадают проекты с высокой степенью разведанности запасов полезных ископаемых и постановкой их на государственный баланс, а также наличием у инвесторов лицензий на разработку месторождений и технико-экономических обоснований, бизнес-планов либо проектно-технической документации. Рост электропотребления при реализации этих проектов в восточных регионах российской Арктики по оценкам авторов составит 1,5 раза по сравнению с текущим состоянием.

С учетом перспективных проектов освоения месторождений, обозначенных в новой версии стратегии развития российской Арктики, электропотребление восточных арктических регионов может возрасти в 2-3 раза. Учитывая изолированность восточных регионов Арктики от Единой электроэнергетической системы РФ, важнейшей задачей становится обоснование рациональных схем электроснабжения арктических проектов.

Для реализации наиболее электроемких проектов (100-200 МВт) потребуются развитие генерирующих мощностей и электросетевой инфраструктуры функционирующих энергоузлов в восточных регионах российской Арктики: Норильского, Ванкорского, Чаун-Билибинского. Подключение к энергоузлам менее электроемких новых производств (20-30 МВт) возможно при условии расположения в непосредственной близости от центров питания.

Проекты на территории Северо-Якутской опорной зоны могут быть ориентированы только на автономное электроснабжение, поскольку централизованное электроснабжение от якутской энергосистемы на этой территории даже в отдаленной перспективе вряд ли возможно. В то же время, при комплексном освоении нескольких близкорасположенных месторождений возможно формирование в арктических районах Республики Саха (Якутия) новых энергоузлов, включающих как новые производственные предприятия, так и существующие коммунальные потребители.

Важным моментом обоснования предпочтительной схемы энергоснабжения предприятий в районах нового освоения является выбор вида топлива и его рациональной логистики. Естественно, проекты добычи топливных ресурсов будут использовать

собственные ресурсы для энергоснабжения производства. А для обеспечения эффективности проектов освоения месторождений металлических руд возникает задача выбора рационального варианта топливоснабжения автономных электростанций.

Обоснование рационального варианта топливоснабжения для каждого рассматриваемого проекта зависит от количественных характеристик географических, ресурсных и инфраструктурных факторов. Например, по предварительным оценкам авторов использование сжиженного природного газа при разработке месторождения редкоземельных металлов «Томтор», расположенного в Оленекском районе Республики Саха (Якутия), обеспечивает снижение топливной составляющей затрат на электроснабжение в 2-2,5 раза по сравнению с дизельным топливом, что может значительно повысить эффективность производства [2].

Реализация приоритетных проектов по освоению минерально-сырьевых ресурсов в восточных регионах Арктической зоны России будет способствовать повышению темпов экономического развития субъектов РФ, включающих арктические территории, и страны в целом. В числе факторов, препятствующих освоению природных ресурсов Арктики, можно назвать слабое использование имеющихся организационных механизмов и комплексного подхода всех заинтересованных сторон к размещению в арктических зонах производственных и энергетических объектов, тогда как существует соответствующая нормативная база и практический опыт. Новыми инструментами территориального развития стали территории опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР) [3] и механизмы государственно-частного партнерства (ГЧП) [4]. Для разработки месторождений в экстремальных условиях восточных регионов Арктики необходимо внедрение современных средств и технологий извлечения и переработки ресурсов, обеспечивающих минимальную трудоемкость и энергоемкость производств.

Литература

1. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Корнеев А.Г. Оценка электрических нагрузок потенциальных проектов освоения месторождений минерально-сырьевых ресурсов в восточных регионах Арктической зоны Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. — 2020. — № 1 (37). — С. 4—14. — DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-4-14.
2. Ivanova I.Y., Korneev A.G., Tuguzova T.F. Assessment of Feasible Power Supply Options for New Projects in the Arctic Zone of the Republic of Sakha (Yakutia) // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2019. ID: 8934060. ISBN (print): 9781728100616. DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934060
3. Федеральный закон от 29.12.2014 г. №473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/70831204/> – (Дата обращения: 27.04.2020).
4. Федеральный закон от 13.07.2015 г. №224-ФЗ «О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/71129190/> – (Дата обращения: 27.04.2020).

АНАЛИЗ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА РЕАЛИЗАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Губанов М.М., Морковкин Д.Е., Гибадуллин А.А.

Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, Москва, Россия;

Государственный университет управления, Москва, Россия

Проблема энергоснабжения территорий в зоне децентрализованного энергоснабжения является актуальной не только для многих северных стран, но и является определяющей для многих островных государств. Для целей настоящего исследования особый интерес представляют наиболее экономически развитые страны с территориями на уровне Северного полярного круга, к которым относятся США, Канада, Дания, Норвегия, Швеция, Финляндия и Исландия.

Целью настоящего исследования является проведение анализа зарубежного опыта реализации государственной энергетической политики по обеспечению энергоснабжения удаленных территорий в условиях Арктической зоны. В рамках исследования был проведен комплексный анализ проблем энергоснабжения территорий в зоне децентрализованного энергоснабжения стран Арктического региона и определена роль электросетевого комплекса, позволяющего использовать потенциал геотермальной и гидроэнергетики для обеспечения надежности функционирования энергетических систем.

На основании проведенного исследования сделаны выводы о приоритетном использовании в странах арктического региона территориально-доступных источников энергии, к которым относятся все виды возобновляемых источников, а также местные углеводороды, с целью обеспечения независимости от внешних поставок топлива.

Энергетическая политика скандинавских стран имеет очевидную направленность в сторону максимального использования возобновляемых источников энергии в совокупности с реализацией мер по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, что соответствует общеевропейской тенденции по осуществлению «энергетического перехода». Значительную роль имеет развитая электросетевая инфраструктура, позволяющая максимально использовать потенциал геотермальной и гидроэнергетики для обеспечения надежности функционирования энергетических систем. Североамериканские страны и Дания (Гренландия) осуществляют поиск рационального баланса между развитием электросетевой инфраструктуры на протяженных территориях и использованием локальных ВИЭ для замещения привозного топлива.

Литература

1. Klaus Schwab, World Economic Forum. The Global Competitiveness Report 2018. <http://www3.weforum.org/docs/GCR2018/05FullReport/TheGlobalCompetitivenessReport2018.pdf>
2. Human Development Report 2016. United Nations Development Programme. http://hdr.undp.org/sites/default/files/2016_human_development_report.pdf
3. The Social Progress Index 2018. <https://www.socialprogress.org>.
4. Gross domestic product 2017, PPP. World Development Indicators database, World Bank, 21 September 2018 https://databank.banquemondiale.org/data/download/GDP_PPP.pdf.
5. Реальный сектор экономики в условиях новой промышленной революции: монография / под ред. М. А. Эскиндарова, Н. М. Абдикеева. М.: Когито-Центр, 2019. 428 с.
6. Энергоснабжение изолированных территорий в России и мире. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Энергетический бюллетень 2017. № 51. С. 14 – 18.

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ В РЕГИОНАЛЬНОМ СЕГМЕНТЕ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

Реев С.Н.¹, Киушкина В.Р.², Лукутин Б.В.³

¹Департамент государственной энергетической политики Минэнерго России

²НОЦ «Циркумпольная Чукотка» ЧФ СВФУ имени М.К.Аммосова

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Москва, Анадырь, Санкт-Петербург, Томск, Россия

Анализ энергоснабжения технологически изолированных и удаленных территорий России характеризуется рядом негативных показателей и тенденций, способных спровоцировать возникновение чрезвычайных ситуаций в системах топливо- и энергоснабжения. На таких территориях, с более 100 тысячами изолированных поселений, состояние энергетической безопасности обеспечивается надлежащим функционированием децентрализованных энергетических комплексов электроснабжения в совокупности с взаимосвязанными сопутствующими системами.

Исходя из положений Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации касательно децентрализованных территорий, преимущественно расположенных в районах Российского Севера, можно выделить ряд актуальных задач в части энергетики: обеспечение надежного и устойчивого обеспечения российских потребителей энергоресурсами стандартного качества и услугами в сфере энергетики; обеспечение технической доступности инфраструктуры топливно-энергетического комплекса для различных групп потребителей и возможности оказания им услуг в сфере энергетики.

Региональная энергетическая безопасность, как территориальный уровень, комплексно характеризует состояние энергообеспечения потребителей на территории субъекта или федерального округа Российской Федерации. Значимость интересов и весомость характеристик локальных энергозон и автономных объектов электрификации территорий Севера позволяет выделить региональный сегмент как отдельный объект мониторинга со своими унифицированными показателями (рисунок 1) системы оценки энергетической безопасности.

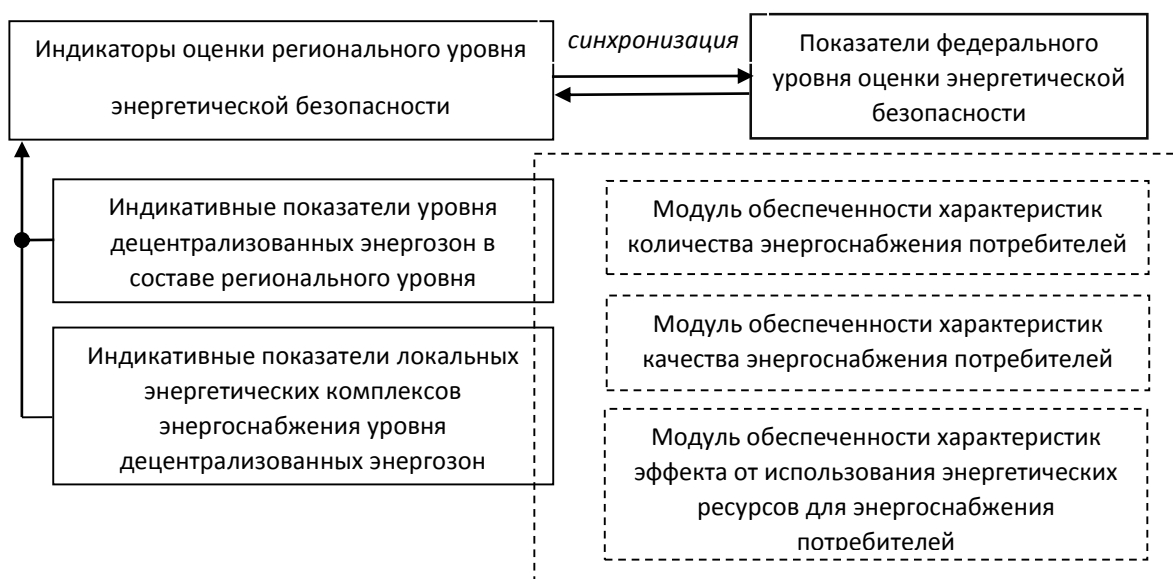


Рисунок 1. Отдельный модуль регионального сегмента оценки энергетической безопасности изолированных территорий

Для поиска адекватных ответов на возникающие вызовы и угрозы, повышения безопасности, надежности и устойчивости функционирования энергетической инфраструктуры

необходимо повышение качества и своевременности выявления вызовов, угроз и рисков энергетической безопасности, а также оперативное реагирование на них.

В этих целях Доктриной предусмотрено формирование системы управления рисками энергетической безопасности (далее – СУР), субъектами которой также будут являться органы государственной власти субъектов Российской Федерации в пределах своей компетенции. Системность и гармоничная сбалансированность документов стратегического планирования в сфере энергетики позволяет достаточно четко выстроить взаимосвязь между базовыми принципами характера государственной деятельности и механизмами реализации государственной политики в сфере обеспечения энергетической и экономической безопасности с выделением ориентиров региональной составляющей.



Рисунок 2. Структура единого информационного пространства варианта регионального сегмента системы СУР

Специфическая особенность характерных угроз рассматриваемых территорий обуславливает необходимость систематического анализа и при необходимости корректировки составляющих оценки региональной энергетической безопасности. Одним из ключевых факторов, требующих пристального внимания и детального изучения, является сильная взаимосвязь энергетики и экономики локальных систем энергоснабжения на изолированных труднодоступных территориях Севера. Непрерывный контроль эффективности путей управления энергетической безопасностью должен соотноситься с актуализацией задач стратегических направлений развития региона, с внутренними целями социально-экономического развития и показателями федерального уровня в целом и на уровне субъектов Российской Федерации.

В исследовании предлагается группа критериальных показателей оценки регионального уровня энергетической безопасности децентрализованных районов, отражающие степень действия присущих и идентифицированных угроз развитию и функционированию энергетики, ее подсистем и объектов рассматриваемых территорий.

ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ АТМОСФЕРНЫХ ВЫБРОСОВ РЕГИОНАЛЬНЫХ УГОЛЬНЫХ ТЭЦ В ЦЕНТРАЛЬНЬИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЗОНЕ ОЗ. БАЙКАЛ

Ходжер Т.В., Оболкин В.А.

Лимнологический институт СО РАН, Иркутск, Россия

Эмиссия атмосферных выбросов крупных региональных угольных ТЭЦ благодаря высоким трубам происходит на высотах 200-400 метров. Пространственное распространение таких выбросов, их рассеяние, трансформация и осаждение сильно зависят от состояния пограничного слоя атмосферы, данных по которым крайне недостаточно. В сообщении представлены результаты исследования возможного влияния выбросов крупных ТЭЦ на экосистему Байкала, проводившиеся в течение нескольких лет на постоянной круглогодичной станции мониторинга атмосферы «Листвянка» (западное побережье Южного Байкала), данные судовых измерений над акваторией озера, анализ химического состава газовых примесей, аэрозолей, атмосферных осадков, снежного покрова.

При атмосферных переносах со стороны Иркутска-Ангарска на станции Листвянка фиксируются значительные повышения концентраций малых газовых примесей SO_2 , NO_2 , в меньшей степени газообразной металлической ртути (Hg), которые связаны с дальними переносами слабо рассеянных шлейфов крупных удаленных ТЭЦ. Чаще такие переносы связаны с ночными низкоуровневыми (100-300 м) атмосферными струйными течениями на верхней границе пограничного слоя атмосферы [1]. Подобные переносы фиксировались вдоль восточного побережья озера и над акваторией Среднего Байкала со стороны ТЭЦ Бурятии по долине р. Сленги во время судовых наблюдений над озером. В отличие от оксида серы, оксиды азота в шлейфах ТЭЦ в процессе переноса быстро окисляются окружающим атмосферным озоном. Поглощение озона начинается сразу после эмиссии оксидов азота и продолжается в процессе переноса до Байкала. Это ведет к падению концентраций озона в зоне распространения шлейфов и росту концентраций ионов NO_3^- , H^+ в атмосферных выпадениях, и, в конечном результате, к закислению природных сред (притоки озера, почва) на побережье озера.

Диоксид серы в шлейфах ТЭЦ в холодный период переносится до Байкала практически без окисления. Аэрозольные соединения серы (главным образом в виде частиц CaSO_4) выпадают преимущественно вблизи городов-источников (до 10-15 км). Вокруг населенных пунктов в снежном покрове преобладают щелочные компоненты, снеговая вода слабощелочная (рН= 6-8.) С удалением от городов-источников пылевых, зольных частиц, содержание CaSO_4 уменьшается, но растет содержание HNO_3 , рН снеговой воды понижается до 4,7-4,8 и на восточном побережье Южного Байкала эти изменения по многолетним исследования постоянно фиксируются. В летний период кислотность осадков, выпадающих на Южном Байкале еще более возрастает и связана как с окислами азота, так и серы [2].

Таким образом, выбросы крупных региональных угольных ТЭЦ могут нести следующие риски для экосистемы озера:

- закисление окружающих озеро водных и наземных (лесных) экосистем;
- рост поступления соединений азота из атмосферы в озеро, что способствует его эвтрофикации.

Литература

1. V. A. Obolkin, V. L. Potemkin, V. L. Makukhin, T. V. Khodzher, and E. V. Chipanina. Long-Range Transport of Plumes of Atmospheric Emissions from Regional Coal Power Plants to the South Baikal Water Basin. *Atmospheric and Oceanic Optics*, 2017, Vol. 30, No. 4, pp. 360–365. © Pleiades Publishing, Ltd., 2017.
2. Obolkin V., Khodzher T., Sorokovikova L., Tomberg I., Netsvetaeva O., Golobokova L. Effect of long-range transport of sulphur and nitrogen oxides from large coal power plants on acidification of river waters in the Baikal region, East Siberia // *International Journal of Environmental Studies* 2016. - V. 73, № 3. - P.452-461

ПОВЫШЕННЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ЭНЕРГЕТИКИ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЗОНЕ БАЙКАЛЬСКОЙ ПРИРОДНОЙ ТЕРРИТОРИИ: ПРОБЛЕМЫ И УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ

Майсюк Е.П.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

В настоящее время для охраны оз. Байкал наряду с основополагающими законодательными актами (Конвенцией ООН и Законом «Об охране оз. Байкал») [1, 2] Правительствами России и субъектов РФ была разработана целая серия документов, регламентирующих охрану озера Байкал и социально-экономическое развитие прилегающей к нему территории.

Повышенные экологические требования в центральной экологической зоне в большинстве своем связаны с наличием в этой зоне особо охраняемых природных территорий (ООПТ): национальных парков, заповедников, заказников и пр. Такие ограничения отражены в Федеральном законе от 14.03.1995 № 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях». За пределами границ ООПТ особый режим жизнедеятельности и природопользования регламентируется Законом об охране оз. Байкал.

В результате - повышенные экологические требования для центральной экологической зоны в основном носят запретительный характер и определяются перечнем запрещенных видов экономической деятельности и особым режимом природопользования для населения. В целом, экологические требования для центральной экологической зоны можно сформулировать как минимизация воздействия на все элементы природной среды.

Основной же экологической проблемой энергетики центральной экологической зоны является использование угля (70% теплоисточников работают на угле). Для объектов энергетики в части экологических требований на законодательном уровне наиболее актуальным является запрет на строительство угольных котельных. Важно отметить, что запрет на строительство новых котельных на угле не решит данную проблему, а допускаемая по закону реконструкция и модернизация действующих морально и технически устаревших объектов (износ оборудования достигает 80%) не позволит достичь максимального эффекта по снижению выбросов. Кроме того, до 60% - выбросы от котельных малой мощности без должной очистки от твердых частиц.

В этой связи, необходимо отметить, что и нормирование допустимых выбросов на уровне Правительства РФ, как в Приказе №63 от 5 марта 2010 г., так и в Приказе № 83 от 21 февраля 2020 г. предусматривается лишь для двух загрязняющих веществ: оксидов серы и азота. Тогда как при сжигании органического топлива, в частности угля, основной примесью (80-90%) от выброса являются твердые частицы, которые непосредственно поступают в приземный слой и вымываются с осадками (снегом, дождем) в озеро Байкал. Фактически, в центральной экологической зоне от объектов энергетики преобладает выброс твердых веществ, а их нормирование отсутствует.

Другим требованием по отношению к стационарным источникам является их категоричность. Практически все крупные энергообъекты отнесены к I и II категориям (в зависимости от установленной мощности), а котельные, особенно малой мощности, к IV категории [3], для которых нормативы допустимых выбросов/сбросов и вовсе не рассчитываются.

Для выполнения экологических требований к объектам энергетики центральной экологической зоны, наряду с модернизацией крупных угольных котельных, представляется целесообразным замещение угля альтернативными экологически чистыми видами топлив (древесное топливо, природный газ). Так, для замещения угля природным газом имеются все благоприятные предпосылки, от наличия на территории Иркутской области крупного газоконденсатного месторождения природного газа, до квалифицированного персонала по

использованию газового топлива и пр. Однако решение данного вопроса требует внесения изменений в законодательство, в том числе и в перечень запрещенных видов деятельности, в который включено «...строительство магистральных нефтепроводов, газопроводов и иных продуктопроводов, за исключением газопроводов для местного газоснабжения». Кроме того, экономическое обоснование использования природного сетевого газа с оценками рационального объема потребления газа и конкурентной цены для разных категорий котельных с учетом изменения КПД показывает необходимость использования мер государственной поддержки, поскольку, в большинстве случаев, реализация таких мероприятий требует значительных инвестиций [4].

Другим привлекательным и наиболее реализуемым в настоящее время направлением снижения антропогенной нагрузки от объектов энергетики является использование электроэнергии на нужды теплоснабжения. Оценки потенциального объема электроэнергии для замещения угля в котельных показывают высокую реализуемость таких мер. Однако конкурентные тарифы на электроэнергию для реализации этого мероприятия значительно ниже установленных в центральной экологической зоне.

Таким образом, функционирование объектов энергетики в центральной экологической зоне носит стихийный характер и не соответствует экологической значимости территории. И, если повышенные экологические требования к объектам энергетики в существующем законодательстве сформулированы в виде минимизации воздействия на все элементы природной среды, то проблемы выполнения таких требований связаны с необходимостью разработки специального, ориентированного на данную территорию, пакета нормативно-правовых актов, мер государственной поддержки, в том числе и значительных экономических затрат.

Литература

1. Документация об участках Всемирного наследия (природные номинации). Комитет по всемирному наследию. Двадцатая очередная сессия 2–7 декабря 1996, Мерида, Мексика. Подготовлено Международным союзом охраны природы (IUCN) 1996 Гланд, Швейцария, 10 октября 1996. Номинация Всемирного наследия – техническая оценка Международного союза сохранения природы (IUCN) «Бассейн озера Байкал (Россия)». Режим электронного доступа: https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/heritage.shtml
2. Федеральный Закон РФ № 94-ФЗ «Об охране оз. Байкал». Утвержден Указом Президента РФ 1 мая 1999 г. Режим электронного доступа: <http://ru.convdocs.org/docs/index-37629.html>
3. Постановлением Правительства РФ за № 1029 от 28 сентября 2015 г. «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий». Режим электронного доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_186693/
4. Izhbuldin A. Impact of gas supply system development scenarios on natural gas demand in the Baikal region // International Conference «Regional Energy Policy of Asian Russia», Russia, Irkutsk, 4-7 June 2018 (E3S Web of Conferences, Volume 77, 2019), <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197704005>

Сессия 5.1. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей, энергетическая безопасность

МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ С ПОЗИЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Сендеров С.М., Воробьев С.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Территориально-распределенные системы энергетики с каждым годом становятся интеллектуальнее и сложнее, более тесно интегрируются с другими инфраструктурными системами. При этом аварии в системах, вызванные выходом из строя важнейших объектов систем окажут негативное влияние и на другие взаимосвязанные инфраструктурные системы.

Увеличение числа крупных аварий в системах энергетики в последние годы происходит в связи со значительным износом основных производственных фондов, и с отсутствием значительных финансовых инвестиций в их реконструкцию. Крупномасштабные аварии в системах энергетики, возникшие вследствие выхода из строя важнейших объектов систем, влекут за собой значительный, иногда невосполнимый, ущерб для потребителей в виде крупных недопоставок конечных видов энергии.

Таким образом, актуальным на сегодня является определение важнейших объектов и их сочетаний в системах энергетики с последующей разработкой мер, направленных на снижение важности таких объектов.

В силу принципиальных различий в функционировании больших систем энергетики фундаментальные основы выявления важнейших объектов этих систем должны формироваться отдельно для каждой системы.

Данная работа является обобщением результатов ряда исследований [1-5] посвященных определению критически важных объектов газовой отрасли. Под критически важным подразумевается объект, частичный или полный выход, из строя которого может нанести стране существенный ущерб со стороны топливно-энергетического комплекса.

Все указанные исследования проведены с применением программно-вычислительного комплекса «Нефть и газ России» [6, 7]. Применение этого программно-вычислительного комплекса позволяет определить степень удовлетворения потребностей в газе внутри страны и обеспечения экспортных поставок. Кроме того, «Нефть и газ России» позволяет определить «узкие» места - участки газотранспортной сети, ограничивающие в некоторых случаях производственные возможности системы. Расчетная схема Единой системы газоснабжения, используемая в данной работе, учитывает все основные особенности функционирования Единой системы газоснабжения России и содержит:

- 378 узлов, в том числе: 28 источников газа; 64 потребителя газа (субъекты РФ); 24 подземных хранилищ газа; 266 узловых компрессорных станций;
- 486 дуг, представляющих магистральные газопроводы и отводы на распределительные газовые сети.

Исходные данные, такие как суточные объемы потребления, добычи, экспорта и импорта газа, пропускные способности действующих газопроводов приняты в соответствии с официальной статистикой [8-10].

В статье отражены основные моменты комплексной работы по поиску и определению критически важных объектов газовой отрасли. Сформированы ранжированные по степени влияния на потребителей перечни этих объектов и их сочетаний. Представлены возможные инвариантные мероприятия, направленные на снижение важности таких объектов.

Литература

1. Senderov S., Edelev A. Formation of a List of Critical Facilities in the Gas Transportation System of Russia in Terms of Energy Security / Energy, 2017. DOI:10.1016/J.ENERGY.2017.11.063.

2. Vorobev S., Edelev A. Analysis of the importance of critical objects of the gas industry with the method of determining critical elements in networks of technical infrastructures / Management of Large-Scale System Development (MLSD), 2017 Tenth International Conference. IEEE, 2017. DOI: 10.1109/MLSD.2017.8109707.
3. Vorobev S., Edelev A., Smirnova E. Search of critically important objects of the gas industry with the method of determining critical elements in networks of technical infrastructures / Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES 2017). E3S Web Conf. Volume 25, 2017. DOI: 10.1051/e3sconf/20172501004.
4. Senderov S., Vorobev S., Edelev A. Search of critically important combinations of objects of the gas industry from the positions of the system operability / Rudenko International Conference “Methodological problems in reliability study of large energy systems” (RSES 2018). E3S Web Conf. Volume 58, 2018. DOI: 10.1051/e3sconf/20185803002.
5. Vorobev S., Smirnova E. Search of the most important combinations of gas industry objects from the positions of system operability / Rudenko International Conference “Methodological problems in reliability study of large energy systems” (RSES 2019), E3S Web Conf. Vol. 139, 2019. doi: 10.1051/e3sconf/201913901016.
6. Еделев А.В., Еникеева С.М., Сендеров С.М. Информационное обеспечение при исследовании вопросов функционирования больших трубопроводных систем / Вычислительные технологии, 1999, Том 4, № 5, С. 30 – 35.
7. Воробьев С.В., Еделев А.В. Методика определения узких мест в работе больших трубопроводных систем / Программные продукты и системы, 2014, № 3, С. 174 – 177.
8. Экспорт Российской Федерации важнейших товаров в 2012 - 2017 году (по данным ФТС России) http://customs.ru/index.php?option=com_newsfts&view=category&id=52&Itemid=1978&limitstart=60.
9. ИнфоТЭК Ежемесячный нефтегазовый журнал. №1, 2017 г., С. 154.
10. Министерство энергетики Российской Федерации. Статистика. <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic>.

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПРИ ИХ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Кузнецова Н.В.¹, Коновалов Ю.В.²

¹Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия

²ФГБОУ ВО «Ангарский государственный технический университет», Ангарск, Россия

Цифровизацию энергетики можно назвать базовой частью архитектуры программы «Цифровая экономика Российской Федерации», что отражено в паспорте программы «Цифровая трансформация электроэнергетики России» [1].

В настоящее время развивающиеся энергетические компании вынуждены заниматься модернизацией собственных ИТ-инфраструктур для обеспечения условий обработки больших объемов данных [2, 3]. Для этого может возникнуть необходимость в создании центров обработки данных (ЦОД) и в подборе соответствующего персонала.

Энергосистема является объектом повышенной уязвимости. Цифровая трансформация приводит к снижению активности персонала, который превращается в пассивного наблюдателя, что приводит к падению его квалификации. Внедрение цифровизации в электроэнергетике влечет за собой и отрицательные моменты, такие как риск возникновения технических неполадок информационного характера, в том числе связанных с человеческим фактором. Для уменьшения отрицательного воздействия человеческого фактора необходимо применять проактивный подход, заключающийся в подборе персонала в соответствии с профилем надежного работника соответствующей квалификации.

Для успешной реализации цифровой и технологической трансформации требуется общая структура безопасности, учитывающая в том числе и человеческий фактор. Экспертные оценки показывают, что работы по вероятностным оценкам безопасности не могут быть рассмотрены без интегральной оценки человеческой надежности [4]. Поэтому учет человеческого фактора при цифровизации энергетических объектов, управление которыми можно представлять как человеко-машинные системы, является одной из важных проблем.

Используя антропоцентрический подход рассмотрены основные факторы, обуславливающие надежность человека-оператора ЦОД, обеспечивающего функционирование интеллектуальных энергетических систем. Разработан профиль надежного работника, представляющего собой эмпирически конструируемую совокупность качественных характеристик, свойственных персоналу, участвующему в цифровой трансформации электроэнергетики на всех ее уровнях.

Литература

1. Сайт Министерства энергетики / Главные новости // Утвержден паспорт программы «цифровая трансформация электроэнергетики России». [Электронный ресурс] // <https://minenergo.gov.ru/node/10859> (обращение 10.01.2020)
2. Копайгородский А. Н., Массель Л.В. Методы и технологии построения хранилища данных и знаний для исследований энергетики // Научный сервис в сети Интернет: суперкомпьютерные центры и задачи: труды Международной суперкомпьютерной конференции. М.: Изд-во МГУ, 2010. С. 481-485.
3. Аршинский В.Л., Массель А.Г., Сендеров С.М. Информационная технология интеллектуальной поддержки исследований проблем энергетической безопасности // Вестник ИрГТУ. 2010. № 7 (47). С. 8–11.
4. Огороков В. Р. Роль «человеческого фактора» в обеспечении надежности и безопасности энергетических объектов / В.Р. Огороков, Р.В. Огороков // Энергетическая безопасность. 2011. № 1(39). С. 60.

МЕТОДЫ РАЗВИТИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ТЕПЛО- И ХЛАДОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ РЕЗКО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО КЛИМАТА

Васильев С.С.

Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия

Активная глобализация, развитие современных технологий в системах электро-, тепло-, холодо-, газоснабжения ведут к созданию сложного инфраструктурного комплекса на базе интеллектуального управления. Такие технологии позволяют значительно повысить энергоэффективность систем энергетики и комфорт условий труда и быта населения. Эти тенденции свидетельствуют о естественной интеграции различных систем энергетики на уровне производства, передачи и потребления [1].

В российской энергетике система хладоснабжения в отличие от систем электро-, тепло-, газо-, водоснабжения имеет преимущественно локальный характер и малые мощности. Между тем, в развитых странах мира услуга хладоснабжения уже стала неотъемлемой частью интегрированной системы энергообеспечения. Основную долю на рынке централизованного хладоснабжения Европы занимают тепловые насосы, естественное охлаждение, компрессионные и абсорбционные чиллеры.

Резко континентальный климат характеризуется жарким летом и суровой зимой. Первое создает предпосылки для возникновения спроса на услуги хладоснабжения, а второе снижает показатели эффективности использования тепловых насосов и естественного холода. Возобновляемые источники энергии, такие как геотермальные, ветровые и солнечные, требуют больших вложений и имеют ряд ограничений для использования. Анализ опыта эксплуатации и исследования шведских ученых показывают более высокую эффективность использования абсорбционных чиллеров по сравнению с компрессионным оборудованием при наличии сбросного тепла от ТЭЦ или сжигаемого мусора. Еще одним важным стимулом к переходу с компрессионного на абсорбционное централизованное хладоснабжение является уменьшение выбросов углекислого газа согласно Парижскому соглашению [2,3]. По этим и другим объективным причинам технология внедрения централизованной системы тепло- и хладоснабжения с использованием абсорбционного оборудования является достаточно универсальным решением для регионов с резко континентальным климатом.

Увеличение уровня жизни, постепенное развитие энергетики страны логичным образом приводит к увеличению требований к главной задаче энергетики - комфортности рабочей и бытовых сред человека. С другой стороны, стандарты микроклимата помещений в резко континентальном климате требуют наличие кондиционирования воздуха в летнее время. К тому же, развитие систем тепло-, хладоснабжения может иметь мультипликативный эффект для участников рынка электро-, теплоэнергии и холода.

Данная работа посвящена разработке методов развития и внедрения интегрированных систем тепло- и хладоснабжающих систем на примере города Якутска. Анализируются различные варианты технических решений на уровне потребителей, распределительных сетей и станции. Проведена оценка баланса производства и потребления электрической, тепловой энергии и холода. Произведено технико-экономическое сравнение различных вариантов централизованного хладоснабжения.

Литература

1. Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология // Проблемы прогнозирования. 2017. № 5 (164). С. 39-49.
2. Lindmark S. The role of absorption cooling for reaching sustainable energy system. Licentiate thesis, KTH, Stockholm, Sweden, 2005. 53 p.
3. Louise Trygg, Shahnaz Amiri. European perspective on absorption cooling in a combined heat and power system – A case study of energy utility and industries in Sweden. Applied Energy 84 (2007) 1319–1337. doi:10.1016/j.apenergy.2006.09.016.

Сессия 5.2. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей, энергетическая безопасность

ХАРАКТЕР ТРАНСФОРМАЦИИ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ КАК ОСНОВА ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТЕЙ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ПЕРВИЧНЫЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

Сендеров С.М., Рабчук В.И.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Для России в соответствии с Доктриной ее энергетической безопасности (ЭБ) [1] «Энергетическая безопасность – состояние..., при котором обеспечивается выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации требований к топливо- и энергоснабжению потребителей, а также выполнение экспортных контрактов и международных обязательств Российской Федерации, а угроза энергетической безопасности – совокупность условий и факторов, создающих возможность нанесения ущерба энергетике Российской Федерации».

В статье проведен анализ ситуации с обеспечением энергетической безопасности в России за последние пять лет, а также оценка характера трансформации наиболее значимых угроз энергетической безопасности России до 2030 г. В результате этого получены ожидаемые производственные возможности ее энергетических отраслей по обеспечению внутренних потребностей государства в первичных энергоресурсах с выделением возможностей по экспорту российского природного газа по опорным годам рассматриваемой временной перспективы. В количественном плане показано, что до 2030 г. суммарные годовые возможности ТЭК страны по производству первичных ТЭР вместе с импортом ТЭР в Россию ожидаются значительно выше ее внутренних потребностей. В то же время, возможности по экспорту российского природного газа могут заметно сократиться (с 276 млрд м³ в 2019 г. до 180 млрд м³ в 2030 г.

В статье показано, что ситуация со снижением возможностей по добыче и экспорту природного газа в России не очень радужная, но главное состоит в том, что до 2030 года нет предпосылок для заметного увеличения мировых цен на углеводороды. Все говорит за то, что рост конкуренции среди стран-экспортеров углеводородов и рост доли нетрадиционных видов ТЭР в странах-импортерах этих же углеводородов будет иметь место до 2030 года. И это при непрерывном одновременном увеличении себестоимости в среднем по России добычи и транспорта нефти и газа в связи с истощением их запасов в большинстве ныне действующих районов добычи и с необходимостью освоения новых очень дорогих районов нефтегазодобычи.

По поводу направленности мер по улучшению описанной выше ситуации можно сказать следующее. Нужно резко и быстро увеличивать число составляющих статей ВВП страны. Причем делать это необходимо за счет изменения структуры ВВП за счет создания и развития на территории России наукоемких и малоэнергоёмких сфер структуры производства и услуг с выходом конкурентоспособной продукции высокой стоимости. Возможности развития экономики России за счет продажи только природных ресурсов уже на сегодняшний день практически исчерпаны.

Литература

1. <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 16.05.2019).

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ АЗЕРБАЙДЖАНА НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ РАЗВИТИЯ

Юсифбейли Н.А.¹, Насибов В.Х.²

¹ *Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, Баку, Азербайджан*

² *Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики, Баку, Азербайджан*

В статье анализируются и рассматриваются методические и практические аспекты тенденции изменения эффективности функционирования энергетики Азербайджана, основанные на методологии, представленной Всемирным Экономическим Форумом (World Economic Forum).

Основой методологии оценки эффективности функционирования энергетики является использование энергетического треугольника, где вершинами являются экономический рост и развитие (economic growth and development), экологическая устойчивость (environmental sustainability), энергодоступность и безопасность (energy access and security), где для оценки каждой из подсистем используется набор индикаторов со своими весовыми коэффициентами. Количество индикаторов, естественно, и весовые коэффициенты со временем корректируются с целью наиболее полного учета всех особенностей энергетики. Построены соответствующие зависимости изменения состояний подсистем энергетического треугольника для семи регионов мира по 2013-2017 гг. Выявлены наиболее характерные особенности функционирования энергетики в выбранных регионах: в относительно развитых странах (регионах) высокие значения показывает подсистема "Энергодоступность и безопасность" и относительно низкие значения у подсистемы "Экономический рост и развитие", при этом подсистема "Экологическая устойчивость", как и результирующее значение эффективности функционирования энергетики стран названных регионов, занимают относительно срединное положение. Такое положение состояния эффективности функционирования энергетики наблюдается в странах Европейского Союза (EU), Северной Америки (North America), Южной Африки (BRICS), Ассоциации стран Юго-Восточной Азии (ASEAN) и стран СНГ (CIS).

В менее развитых странах (к югу от Сахары (Sub-Saharan Africa)) характерной особенностью эффективности функционирования энергетики является относительно высокое значение подсистемы "Экологическая устойчивость", а низкие значения у подсистемы "Энергодоступность и безопасность". При этом в странах Ближнего Востока и Северной Африки (Middle East and North Africa (MENA)) наблюдаются высокие значения "Энергодоступность и безопасность", а низкие значения у подсистемы "Экологическая устойчивость".

Подобные исследования проведены для определения эффективности функционирования энергетики Азербайджана. За рассматриваемый период в 2013-2017 гг. эффективность функционирования энергетики Азербайджана по расчетам Всемирного Экономического Форума в целом показала рост в 14%, при этом подсистема "Экономический рост и развитие" выросла на 38%, подсистема "Экологическая устойчивость" на 12%, а "Энергодоступность и безопасность" на 1%. Нужно заметить, что по тем же расчетам, числовые значения эффективности функционирования энергетики Азербайджана в целом на 2017 год составляет 0,67, а подсистемы соответственно 0,65; 0,57 и 0,79.

За рассматриваемый период в рейтинге стран эффективность функционирования энергетики Азербайджана существенно увеличилась. Если в 2013 г. Азербайджан занимал 42 место среди 105 стран, то в 2017 г. 36 место среди 127 стран мира.

Анализом установлено, что исследования Всемирного Экономического Форума носили неполный характер, т.к. значения некоторых индикаторов для оценки значений отдельных подсистем отсутствуют, что приводило к неточности оценки как отдельных подсистем, так и результирующего значения эффективности функционирования энергетики Азербайджана.

Произведены перерасчеты значений эффективности функционирования энергетики Азербайджана за рассматриваемый период с учетом всех доступных индикаторов, входящих в систему индикаторов для оценки отдельных подсистем, благодаря чему место Азербайджана в рейтинге стран мира переместилось на несколько позиций выше.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Фонда Развития Науки при Президенте Азербайджанской Республики Грант № EIF-BGM-4-RFTF-1/2017-21/09/1.

Литература

1. The Global Energy Architecture Performance Index Report 2013
2. The Global Energy Architecture Performance Index Report 2014
3. The Global Energy Architecture Performance Index Report 2015
4. The Global Energy Architecture Performance Index Report 2016
5. The Global Energy Architecture Performance Index Report 2017
6. IEA. World Energy Investment 2016 - Fact sheet. [Online] <https://www.iea.org/media/publications/wei/WEI2016FactSheet.pdf>.
7. International Energy Agency. World Energy Statistics and Balances online data service 2016 edition. [Online] July 2016. <http://www.iea.org/statistics/relateddatabases/worldenergystatisticsandbalances>
8. BP. Energy access database. World Energy Outlook. [Online] 2015. <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase/>
9. 350.org. Global CO2 concentrations just passed 400 parts per million. [Online] March 2016. <http://400.350.org/>
10. Nasibov V. Kh. "Sustainability And Efficiency of Azerbaijan Energy Performance and the Potentials of their Improvement", [18th IFAC Conference on Technology, Culture and International Stability](#), TECIS 2018 13-15th September 2018 Baku, Azerbaijan, Volume 51, Issue 30, pp. 575-579
11. Yusifbayli N.A., Nasibov V. Kh. "Energy sustainability index of Azerbaijan and the potentials of its improvement", *Electroenergetics, electrotechnics, electromechanics + control*, Baki 2013, Volume 4, №4, p. 13-23
12. The World Bank. Energy imports, net (% of energy use). [Online] <http://data.worldbank.org/indicator/EG.IMP.CON.S.ZS>.
13. Europa. Energy Strategy. [Online] 2016. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy>.
14. IEA. World Energy Outlook, 2019.

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВЗАИМОСВЯЗАННОЙ РАБОТЫ ОТРАСЛЕЙ ТЭК ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Крупенев Д.С., Пяткова Н.И., Сендеров С.М.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

Актуальность и значимость исследований проблем энергетической безопасности в современных условиях эксплуатации систем энергетики, в период роста негативных тенденций в энергетике несомненна и касается двух основных аспектов [1]:

- необходимости долгосрочного бездефицитного обеспечения потребителей требуемыми видами энергоресурсов при функционировании энергетики в нормальных условиях;

- необходимости создания условий для обеспечения энергоресурсами потребителей при реализации угроз энергетической безопасности.

Из-за невозможности проведения натурных экспериментов на работающих системах ТЭК особое значение приобретают работы, связанные с моделированием этих систем, разработкой специализированных программно-инструментальных средств, рациональной организацией вычислительного эксперимента для поиска путей бездефицитного обеспечения потребителей энергоресурсами при функционировании в нормальных условиях и условиях нештатных ситуаций

В статье представлен анализ существующего методического аппарата, предназначенного для моделирования систем энергетики в рамках исследования энергетической безопасности, используемого в отечественной и зарубежной энергетике [2-4]. Рассматриваются методы и модели оптимизации режимов систем энергетики, составляющие топливно-энергетический комплекс (ТЭК), при учете взаимовлияния режимных параметров. Подобные модели используются для системных исследований проблем энергетической безопасности страны и ее регионов. Проводимые исследования основаны на методологии моделирования систем энергетики, в которой используются системы моделей с различной иерархией построения (временной, технологической, территориальной). Моделирование ориентировано на анализ и оценку функционирования взаимосвязанной работы отраслевых систем в условиях реализации угроз энергетической безопасности с различной силой воздействия (в виде нештатных ситуаций – критических и чрезвычайных) с учетом изменений в работе критических для отраслей объектов.

Подобные работы, проводимые в других коллективах, носят локальный или региональный характер с исследованием отдельных аспектов проблемы. Комплексные же исследования, позволяющие оценить возможности взаимосвязанной работы всех энергетических отраслей и определить последствия для потребителей энергоресурсов при возникновении чрезвычайных ситуаций в работе одной или нескольких отраслей одновременно, в виду сложности задачи с методической и математической точек зрения подходов к её решению, развиты недостаточно.

Основным результатом, представленным в статье, является комплекс моделей систем энергетики, которые максимально учитывают интеллектуальный характер современных систем и позволяют проводить исследования энергетической безопасности страны и регионов на новом качественном уровне.

Литература

1. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Пяткова Н.И., Воробьев С.В. Обеспечение энергетической безопасности России: выбор приоритетов / Новосибирск: Наука, 2017. 116 с. ISBN 978-5-7692-1163-8
2. Козлов М.В., Малашенко Ю. Е., Назарова И. А., Новикова Н.М. Управление

топливно-энергетической системой при крупномасштабных повреждениях. I. Сетевая модель и программная реализация//Изв. РАН. Теория и системы управления. – 2017. - № 6.- С. 50-73.

3. MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) [Электронный ресурс] // International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)[Laxenburg,Austria]URL.<http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/MESSAGE.en.html> (дата обращения: 22.04.2013).

4. Институту энергетических исследований РАН – 25 лет / Под редакцией А.А. Макарова. – М.: ИНЭИ РАН, 2010. – 160 с., ил.70

МАТРИЦА УЯЗВИМОСТИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ РАЙОНОВ К ЛОКАЛЬНЫМ РИСКАМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕГИОНОВ СЕВЕРА И АРКТИЧЕСКИХ ЗОН В СТРУКТУРНОМ КОМПЛЕКСЕ РЕШЕНИЙ

Киушкина В.Р.¹, Лукутин Б.В.²

¹НОЦ «Циркумполярная Чукотка» ЧФ СВФУ имени М.К.Аммосова

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Анадырь, Санкт-Петербург, Томск, Россия

Сочетание территориальных факторов (специфических особенностей географического положения децентрализованных зон северных районов) и ситуативных факторов автономной энергетики формирует структурную основу для модели меры локальной опасности - рисков снижения приемлемого уровня энергетической безопасности (ЭнБ) исследуемых территорий.

«Угнетенным» состоянием децентрализованной энергозоны в отношении энергетической безопасности будем считать – снижение показателей и способностей, характеризующих обеспеченность комфортных условий жизни населения и функционирования объектов энергетики, с определенной степенью уязвленности защиты уровня ЭнБ, связанной с негативными событиями (интенсивность рисков, тяжести последствий, динамика изменения рисков и угроз).

Для построения матрицы рисков применена бальная оценка вероятности возникновения риска и тяжести последствий, что упрощает задачу при отсутствии соответствующей статистической информации. Перечень из 19 локальных рисков сформирован на основе анализа факторов, условий и статистических данных [1]. Перечень должен варьироваться на основании индивидуально анализируемых территорий, на которых функционирует децентрализованный энергетический комплекс электроснабжения, и состава угроз ЭнБ. Для исследуемых территорий сформирована классификация бальной оценки вероятности возникновения и тяжести последствий рисков для ЭнБ, используя основные положения теории рисков [2], глубоко изученные и адаптированные в работах и разработках для оценки отдельных регионов [3]. Классы вероятности возникновения риска определены используя градацию баллов с большим шагом и описаний с учетом специфики для автономных систем электроснабжения, распознающей только жесткие границы своего состояния в сложившихся условиях. Предварительно децентрализованные территории, на примере Республики Саха (Якутия), как лидера по масштабу эксплуатации объектов малой энергетики в условиях дискомфорта, подвергнуты кластеризации по проявлению интенсивности факторов предпосылок к рискам (территориально-географические, ситуативные для автономности). Для рассматриваемого примера произведен анализ локальных рисков ЭнБ и составлена матрица уязвимости децентрализованных территорий Севера и Арктических зон к ним. В результате совокупного анализа матрицы локальных рисков и произведенных категоризации глубины ущербов и вероятности реализации риска получена карта локальных рисков ЭнБ. Карта представляет собой наглядную схему-интерпретацию самого уязвимо места в ЭнБ через характеристику определенного риска, который может проявиться для кластера децентрализованных территорий с самыми неблагоприятными последствиями. Высший приоритет риска (коэффициент критичности) в карте отражает наиболее потенциально опасный риск с учетом поражающих факторов для территории по сравнению с другими, представляет ранг рисков, что позволит заранее принять меры по их предотвращению и нейтрализации. А именно, для отдельного примера децентрализованных территорий [4], при проявлениях факторов сбоя в поставке топливных ресурсов, вызванных природно-климатическими и иным ситуациями, и проявлениях технических и технологических факторов энергетических комплексов, усугубляющиеся

изолированностью, ограниченной доступностью, низкой компетентностью и уровнем эксплуатационного персонала. Что влечет за собой вероятные недопоставки электрической и тепловой энергии потребителю с возможным проявлением тяжелых последствий при длительных периодах резкого похолодания.

В исследовании предложен подход и структура комплекса научно-обоснованных рекомендаций и предложений по направлениям повышения энергетической безопасности в модели сочетания ранга важности индикатора, проявляющейся группы усугубляющих факторов специфики, приоритетности рисков карты локальных рисков разработанного перечня и предполагаемых социального, экологического и экономического эффектов от направленности предложенных мер для децентрализованных зон электроснабжения и выбора решений для энергохозяйств территорий Северных регионов и Арктических зон.

Структурированная схема позволяет сформировать индивидуальную траекторию каждой территории в успешных для нее позициях повышения ЭНБ, используя матрицу и карту локальных рисков для планирования обоснованной направленности мероприятий, как составного инструмента анализа и управления энергетической безопасностью децентрализованных энергозон столь сложных территорий.

Литература

1. Киушкина В.Р. Риски снижения локальной энергетической безопасности изолированных территорий Северных районов и Арктических зон // Региональная энергетика и энергосбережение. - №1. - 2019. - С.48
2. Ячия Л., Никонов В. Управление рисками (по результатам работы Рабочей группы ЕЭК ООН). – Нью-Йорк, Женева, 2014. – С. 4-22.
3. Савельев В.А., Батаева В.В. Оценка риска снижения энергетической безопасности региона // Вестник ИГЭУ. – Вып. 3 - 2013
4. Киушкина В.Р, Реев С.Н. Региональные показатели оценки и риски энергетической безопасности децентрализованных энергозон Арктических территорий // Сборник материалов V Международной конференции Арктика-2020. Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов. – Москва: Системный Консалтинг, 2020. – С.32-33

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ ЭКОНОМЕТРИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ЦЕЛЯХ ОЦЕНКИ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Т.А. Бурменко

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Красноярск, Россия

Энергетическая безопасность (ЭБ) является одной из важных составляющих национальной безопасности государства и отражает, в наиболее общем представлении, состояние энергоснабжения и энергоэффективности как отдельных отраслей производства, так и всей экономики в целом.

Анализ научной литературы выявил отсутствие единого подхода к формированию перечня и оценке индикаторов угроз энергетической безопасности в целом, и угроз энергетической безопасности Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ), в частности. На сегодняшний день выделены свыше 130 основных индикаторов угроз, не все из которых применимы к условиям АЗРФ.

Среди основных параметров, влияющих на состояние энергетической безопасности, выделены стоимостные параметры (энергоёмкость, волатильность цен на энергоносители, система ценообразования и др.), параметры технологического развития, экологические параметры и др. Энергетическая безопасность тесно связана с показателем энергоёмкости, отражающим количество энергии, необходимой для производства добавленной стоимости и формирования ВВП. Отсюда могут быть выведены две гипотезы исследования:

Гипотеза 1: Чем ниже энергоёмкость производства, тем выше энергетическая безопасность АЗРФ.

Гипотеза 2: Повышение уровня энергетической безопасности АЗРФ влечет за собой социально-экономический рост.

Оценка угроз и состояния энергетической безопасности может производиться, используя широкий спектр экономико-математических моделей. В литературе предложено использование интегрированной имитационной модели [1], модели оценки геоэнергетической безопасности [2], индекса оценки краткосрочных рисков ЭБ [3], метода линейной оптимизации, метода z-оценок, функции Кобба — Дугласа [4] и др. Помимо перечисленных моделей и методов, возможно использование специальных математических моделей, позволяющих проанализировать в долгосрочной перспективе (до 2050 г.) развитие энергетической системы государства в целом. К таким моделям относят модели TIMES/MARKAL, IKARUS, MESSAGE, каждая из которых имеет свою специфику.

В статье представлена структура индикаторов угроз энергетической безопасности АЗРФ, произведены необходимые расчеты с использованием метода z-оценок, позволившего выявить отклонения в параметрах энергетической безопасности, говорящих о наличии угроз энергетической безопасности. На основании полученных расчетных показателей разработаны рекомендации по устранению угроз ЭБ АЗРФ.

Литература

1. Prambudia, Y., Nakano, M. Integrated Simulation Model for Energy Security Evaluation [Текст] // Energies. – 2012 - № 5. – С. 5086-5110. Режим доступа https://www.researchgate.net/publication/274933615_Integrated_Simulation_Model_for_Energy_Security_Evaluation

2. Hu, Z., Ge, Y. The Geopolitical Energy Security Evaluation Method and a China Case Application Based on Politics of Scale [Текст] // Sustainability. – 2014 - № 6. – С. 5682-5696.

Режим доступа https://www.researchgate.net/publication/277673853_The_Geopolitical_Energy_Security_Evaluation_Method_and_a_China_Case_Application_Based_on_Politics_of_Scale

3. Le Coq С., Paltseva E. Measuring the security of external energy supply in the European Union [Текст] // Energy Policy. – 2009 - №37(11) . – С. 4474-4481. Режим доступа https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1473781

4. Т-Н. Le, С.Р. Nguyen. Is energy security a driver for economic growth? Evidence from a global sample [Текст] // Energy Policy. – 2019 - № 129. – С. 436-451 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.038>

АНАЛИЗ БЕЗОПАСНОСТИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПЕРМСКОГО КРАЯ

Рожков Андрей Геннадиевич, *нач. отдела франчайзинга,*
ООО «Камский Кабель» г.Пермь, аспирант Финансового университета,
rozhkovandrey66@gmail.com

Харитоновна Екатерина Николаевна, *профессор, доктор экономических наук, профессор*
Департамента менеджмента Финансового университета, EHaritonova@fa.ru.

Аннотация. Решение проблем в электро-энергообеспечении является важным направлением обеспечения устойчивого экономического и социального функционирования Пермского края. Инновации в энергетике могут обеспечить успешное решение этой задачи, а также прогресс в инновационном развитии в целом. Энергетическая система Пермского края – одна из самых крупных и развитых энергосистем РФ. Несмотря на огромный энергетический потенциал рассматриваемого региона, для данной отрасли ряд проблем остаются актуальными. В докладе проводится анализ проблем и предлагаются варианты их решения.

Ключевые слова: электроэнергетическая отрасль, энергетика, энергетический потенциал, энергетические ресурсы, экономическая безопасность, альтернативная энергия, Пермский край

Пермский край имеет категорию «2В», согласно исследованиям рейтингового агентства «Эксперт РА». По величине валового регионального продукта занимает 15 место в России [1]. Пермский край входит в топ-25 привлекательных для инвестиций субъектов РФ (по данным Национального рейтингового агентства, РНА) по итогам 2019 года [2].

Предлагаем провести обзор безопасности топливно-энергетического комплекса – как потенциальной сферы для инвестиций.

Решение проблем в электро-энергообеспечении является важным направлением обеспечения устойчивого экономического и социального функционирования Пермского края.

Инновации в энергетике могут обеспечить успешное решение этой задачи, а также прогресс в инновационном развитии в целом.

Энергетическая система Пермского края – одна из самых крупных и развитых энергосистем РФ: на 01.01.2019 суммарная установленная мощность генерирующего оборудования электростанций края составила 7945,7 МВт. [3]

Энергетическая система Пермского края энергоизбыточна. Всего в 2018 году было выработано 32,495 млрд. кВт ч электрической энергии, 24,8% из которых (8,056 млрд. кВт ч) передано в близлежащие регионы [4].

Крупные генерирующие компании региона: Пермская ГРЭС (АО «Интер РАО - Электрогенерация»), Яйвинская ГРЭС (ПАО «Юнипро»), ПАО «Т Плюс» (8 ТЭЦ, 1 ГЭС, 3 теплоснабжающие компании), Воткинская ГЭС и Камская ГЭС (ПАО «РусГидро»), электросетевые компании: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - «МЭС Урала», филиал ОАО «МРСК Урала» - «Пермэнерго» и ПАО «Пермэнергосбыт».

Пермский край имеет стратегическое значение для ОАО «Газпром», НК «Лукойл», ЗАО «КЭС-холдинг» (преобразовано в «Т Plus Group»).

В 2019 году добыча нефти в Пермском крае составила 16 044,463 тыс. т, увеличившись на 3 374,783 тыс. т по сравнению с 2010 годом. Доля региона в нефтедобыче Приволжского ФО выросла с 11,8% в 2010 году до 13,5% в 2019 году. Практически весь объем производства обеспечивается дочерними предприятиями «ЛУКОЙЛа» (в 2019 году – 96,5%).

Нефтепереработка осуществляется на НПЗ «ЛУКОЙЛ ПНОС» (входит в структуру «ЛУКОЙЛа») мощностью 13 млн т в год.

Показатель глубины переработки, определяющий эффективность использования сырья, заметно вырос за 5 лет с 85% в 2015 году до 97,4% в 2019 году, существенно превосходя средний по стране.

Рост качества переработки нефти связан с инвестициями в объекты производственного назначения. В 2015 году компания выполнила планы по строительству установок, что объясняет дальнейшее сокращение инвестиций.

С 2015 года по 2019 год отмечается рост производства светлых нефтепродуктов (дизельное топливо и автобензин) при незначительном сокращении в 2019 году по сравнению с 2018 годом. В то же время наблюдается тенденция к снижению производства темных нефтепродуктов (мазут) при незначительном росте в 2019 году по сравнению с 2018 годом.

В 2019 году добыча естественного (природного и попутного нефтяного) газа составила 2 045,6 млн куб. м, увеличившись на 1 033 млн куб. м по сравнению с 2010 годом. Доля Пермского края в газодобыче Приволжского ФО выросла с 4,1% в 2010 году до 9,4% в 2019 году. Практически весь объем производства обеспечивается дочерними предприятиями «ЛУКОЙЛа» (в 2019 году – 99,5%).

Основным потребителем газа в 2018 году являлась электроэнергетика (47,1%), затем следуют агрохимическая промышленность (18,1%) и предприятия нефтехимии (10,9%).

Основным потребителем газа в 2018 году являлась электроэнергетика (47,1%), затем следуют агрохимическая промышленность (18,1%) и предприятия нефтехимии (10,9%).

По состоянию на начало 2020 года мощности по добыче угля на территории Пермского края отсутствуют. Промышленное производство не ведется. Потребности в угле обеспечиваются за счет поставок из других регионов России (в основном, из Сибирского ФО). В незначительных объемах осуществляются импортные закупки угля в Казахстане.

Всего в 2018 году потребителям Пермского края поставлено 771 тыс. т угля, в том числе 767,3 тыс. т завезено из других регионов России, 3,7 тыс. т из Казахстана.

В структуре потребления угля в Пермском крае выделяется коксохимическое производство («Губахинский кокс»). Так, в 2018 году на нужды коксования было направлено 668,89 тыс. т, что соответствует 86,7% потребления угля в регионе. [5]

Итак, главные особенности электроэнергетической отрасли Пермского края:

1. Пермский край – энергодостаточный регион (производит электроэнергии больше, чем потребляет: 24,8% электрической энергии передает в соседние регионы);
- 2) обладает достаточной обеспеченностью ресурсами электроэнергетики;
- 3) развитие ТЭК Пермского края дает возможность динамичному развитию другим отраслям Пермского края

Несмотря на огромный энергетический потенциал рассматриваемого региона, для данной отрасли ряд проблем остаются актуальными:

- 1) физический износ основных фондов,
- 2) на территории возможен дефицит мощности внутри энергоузлов в связи с тем, что крупные электростанции находятся вне этих энергоузлов,
- 3) хищение электроэнергии и неустойчивое состояние экономической безопасности электроэнергетического комплекса.

Рассмотрим эти проблемы и предложим варианты их решения.

Одна из главных проблем электроэнергетики – физический износ оборудования, отсутствие надежности и неразработанная система безопасности, неэффективная эксплуатация электроустановок. Здесь же можно отметим высокий удельный вес силового оборудования, длинная протяженность линий электропередачи.

Средний физический износ основного оборудования тепловых станций составляет более 60%, электрических сетей – более 50%, тепловые сети изношены приблизительно на 60-70%, а оборудование ЦТП и котельные – на 70%, таким образом, теплотери составляют

около 50%, что говорит о нехватке инвестиционных вложений и отсутствии ремонта оборудования [6].

Деграция основных фондов достигла таких размеров, что выделенных государством средств на их модернизацию может не хватить даже для восстановления [7].

В целях снижения физического износа оборудования, сокращения количества и времени ликвидации технологических нарушений региональными сетевыми организациями разработаны и реализуются программы технического перевооружения и реконструкции, целевые программы обеспечения надежности, дополнительные технические мероприятия по подготовке к осенне-зимнему периоду.

Предлагаемые решения данной проблемы: модернизация оборудования (усовершенствование оборудования через замену элементов на более эффективные и способствующие повышению технологического уровня и экономических характеристик) и капитальный ремонт.

Для энергетической отрасли необходимы масштабные мероприятия модернизации: активной и пассивной части оборудования; на этапах строительства, расширения и реконструкции. А также для предприятий энергетической отрасли необходимы закупки и введение в эксплуатацию нового и качественного оборудования.

Вторая проблема – энергодефицит в «узких местах», внутри энергоузлов в связи с тем, что крупные электростанции находятся вне этих энергоузлов.

Вопросами ликвидации нехватки энергетических мощностей в отрасли занимаются достаточно активно, однако отметим, что необходимы большие инвестиции в обновление и формирование резервных мощностей, и ввод в эксплуатацию новых.

В качестве решения электроэнергетической проблемы можно предложить использование альтернативных источников энергии.

В особых климатических условиях Пермского края возможно использование ветропарков и солнечных установок, для производства горячей воды и организации теплоснабжения на социальных объектах, промышленных предприятиях и в жилых домах.

Однако имеются «негативные» факторы, препятствующие внедрению новых альтернативных технологий: отсутствие готовности потребителей к инновациям и нежелание генерирующих компаний закупать «альтернативную» энергию, что приводит к неразвитости рынка.

Рассмотрим следующую проблему: хищение электроэнергии и неустойчивое состояние экономической безопасности электроэнергетического комплекса Пермского края.

Факторы развития хищения: нет сформированной нормативно-правовой базы в этой сфере, нет разработанных масштабных мер по предотвращению хищения, а также нет способов воздействия на похитителей. Хищению способствуют технические недостатки многих типов счетчиков.

Причинами роста числа хищений и количества похищаемой электроэнергии в бытовом и мелкомоторном секторах являются: постоянный рост тарифов на электроэнергию с одновременным возрастанием объема потребления, снижение платежеспособности населения, а также доступность и простота различных способов хищения, отсутствие правовой базы для привлечения к ответственности расхитителей.

Возможные пути решения данной проблемы: ввод регулирования цен на потребляемые энергетические ресурсы, разработка организациями политики управления задолженностью, оптимизация объемов и обеспечение своевременного взыскания, своевременный и точный учет обязательств контрагентов.

Сюда же можно отнести мероприятия инновационного развития и внедрения цифровых технологий в электросетевом комплексе.

Создание цифровой сети (сбор данных в цифровом виде) будет способствовать быстрой обработке больших объемов и использованию результатов анализа, что позволит увеличить эффективность деятельности электросетевых компаний, сделать доступным качество услуг для потребителей [8].

Цифровая сеть позволит: наблюдать за параметрами системы и режимом работы всех участников и этапов процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии; учитывать электроэнергию; управлять в режиме реального времени через цифровые системы связи и оборудование; диагностировать и восстанавливать отдельные элементы в случае сбоев; управлять режимом работы оборудования и вторичных систем с учетом режима прилегающей электрической сети и внутренних технологических процессов.

Итак, рост эффективности использования потенциала электроэнергетики с целью социально-экономического развития Пермского края возможен за счет:

- снижения износа объектов электросетевого комплекса энергосистемы за счет масштабных мероприятий модернизации энергетической отрасли: активной и пассивной части оборудования, на этапах строительства, расширения и реконструкции;
- привлечение инвестиций для закупок и внедрение в эксплуатацию нового и качественного оборудования;
- ввода регулирования цен на потребляемые энергетические ресурсы;
- разработки политики управления задолженностью, оптимизации объемов и обеспечения своевременного взыскания, своевременного и точного учета обязательств контрагентов;
- мероприятий инновационного развития и внедрения цифровых технологий в электросетевом комплексе;
- использования альтернативных источников энергии (в особых климатических условиях Пермского края возможно использование ветропарков и солнечных установок).

Литература

1. Усманова Т.Х., Рожков А.Г. Тенденции и перспективы социально-экономического развития Пермского края // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). 2017. №3 (31). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tendentsii-i-perspektivy-sotsialno-ekonomicheskogo-razvitiya-permskogo-kraja> (дата обращения: 11.05.2020).

2. Сайт губернатора и Правительства Пермского края. URL: <https://permkrai.ru/news/permskiy-kray-voshel-v-top-25-reytinga-investprivlekatelnosti-regionov/> (дата обращения 11.05.2020).

3. Указ Губернатора Пермского края от 29.04.2019 N 54 (ред. от 26.11.2019) Об утверждении Программы и Схемы развития электроэнергетики Пермского края на 2020-2024 годы

4. Системный оператор единой энергетической системы: Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ. URL: http://so-ups.ru/index.php?id=rdu_perm, свободный (дата обращения 11.05.2020).

5. Пермский край. Векторы энергетической промышленности. URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/721/ (дата обращения 11.05.2020).

6. Указ Губернатора Пермского края от 29.04.2019 N 54 (ред. от 26.11.2019) «Об утверждении Программы и Схемы развития электроэнергетики Пермского края на 2020-2024 годы» (дата обращения 11.05.2020).

7. Пермский региональный сервер. URL.: <http://www.perm.ru>. (дата обращения 11.05.2020).

8. Указ Президента РФ от 09.05.2017 N 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы»

ВЛИЯНИЕ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА И СПРОСА НА МОЩНОСТЬ НА ПРОЦЕСС ОБОСНОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ ЭЭС РОССИИ

Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.

*Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера
Федерального исследовательского центра Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар, Россия*

Планирование развития электроэнергетической отрасли во все времена сопряжено с формированием балансов мощности ЭЭС страны. В балансах мощности, формируемых в работе «Схема и программа развития ЭЭС страны на 7-летний период» (СиПР ЭЭС)¹ имеется приходная и расходная части. Расходная часть баланса определяется спросом на мощность и включает в себя три составляющие: прогнозируемый максимум нагрузки, экспорт/импорт мощности и нормативный резерв мощности. Прогноз максимального часового потребления электрической энергии формируется на основе прогноза потребления мощности по территориям субъектам РФ для условий среднесезонных температур наружного воздуха, применительно к декабрю месяцу. Нормативный (полный) резерв мощности зависит от множества факторов, в том числе и случайно обусловленных. Его обоснование базируется на решении задачи оценки показателей балансовой надежности для максимальной нагрузки декабрьских суток применительно к расчетной схеме ЭЭС России с выделением в ней территориальных зон надежности. Для этих целей применяются различные методические подходы и математические модели [1-4]. Величины нормативного (полного) резерва мощности приводятся в методических рекомендациях (МР) по проектированию развития энергосистем. Их последняя редакция [5] была утверждена Минэнерго России в далеком 2003 г. и требует своей актуализации.

Сегодня, в отличие от доперестроечного периода, ЭЭС России характеризуется значительными избытками мощности. Поэтому задача определения величины нормативного резерва мощности при перспективном планировании ЭЭС России должна рассматриваться совершенно в другой плоскости, связанной не с обоснованием ввода нового генерирующего оборудования, а выбора наиболее эффективного и впоследствии демонтажа физически и морально устаревшего оборудования. Задача обоснования вводов генерирующего оборудования в современных условиях осуществляются при решении задачи договоров поставки мощности (ДПМ). Выбор наиболее эффективного, в том числе с учетом решения задачи ДПМ, – в результате реализации конкурсных заявок при проведении процедуры конкурентного отбора мощности.

Реализация изменившихся условий функционирования энергосистем потребовало разработки Положения о порядке определения величины спроса на мощность² и Правил оптового рынка³. Данные нормативные документы серьезно противоречат утвержденным Минэнерго России МР [5]. Это касается планового коэффициента резервирования мощности (1,17), прогнозного недоиспользования мощности, учета влияния температурного фактора и учета ограниченности производства электроэнергии гидроэлектростанциями в маловодные годы. Объяснение этого несоответствия, кроме факта некомпетентности специалистов,

¹ Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823.

² Положение о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности), утвержденное Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 431 (ред. от 17.08.2017).

³ Постановление Правительства РФ № 1172 от 27.12.2010 (ред. от 19.01.2018) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

готовивших эти нормативные документы найти невозможно. К их подготовке и экспертизе, к сожалению, не были привлечены специалисты академической и вузовской науки, а также отраслевых Институтов, владеющих вопросами обеспечения балансовой надежности ЭЭС.

Следует отметить, что актуализация МР 2003 г. была предпринята еще в 2011 г., то есть практически сразу после начала работ по ежегодному выполнению работы СиПР ЭЭС и утверждения отмеченных выше нормативных документов. По заданию АО «СО ЭЭС» ОАО «Институт ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» с привлечением специалистов научно-исследовательских институтов была выполнена новая редакция МР с учетом изменившихся условий⁴. В ней по инициативе заказчика работы АО «СО ЭЭС» были существенно завышены значения одной из составляющих нормативного резерва мощности – резерва на проведение плановых ремонтов оборудования. С запуском рынка мощности нормы продолжительности и периодичности ремонтов утратили нормативную роль. В современных условиях, величина снижения мощности из-за проведения плановых ремонтов в осенне-зимний период определяется возможностями энергокомпаний с учетом режимно-балансовой ситуации в энергосистеме. Это приводит к значительному возрастанию ремонтной составляющей по отношению к существовавшим до 2006 г. принципам ее формирования. В Европейской части ЭЭС – к двукратному с 4-5 % до 9-10 %, в ОЭС Сибири и вовсе, к трехкратному (с 4 % до 12 %). С учетом этого величины нормативных значений резерва мощности в разработанных новых МР были доведены до 20,5 % по ЭЭС России в целом и до 22 % – для ОЭС Сибири. В такой редакции они не были утверждены Минэнерго России. В начале 2018 г. Министерство вновь инициировало работу по порядку определения нормативного резерва мощности. К сожалению, работа в течение почти двухлетнего периода выполняется силами ИСЭМ СО РАН. При этом публично не обсуждается ни на НТС ЭЭС России, ни в каких-либо научно-практических изданиях.

В статье на основе анализа ретроспективной информации приводятся результаты отклонений планируемых величин максимальных нагрузок и производства электроэнергии на гидроэлектростанциях от их фактических значений. Рассматриваются детали выявленных в результате анализа упомянутых выше нормативных документов противоречий и их последствия при обосновании величины спроса на мощность и одной из ее составляющих – нормативного резерва мощности. Обосновываются методические принципы учета энергообеспеченности гидроэлектростанций с позиций обоснования средств резервирования. Приводятся практические результаты влияния выявленных несоответствий в упомянутых нормативных документах и наблюдаемых отклонений прогнозируемых параметров на величину спроса на мощность при проведении процедуры конкурентных отборов мощности.

Литература

1. Чукарев Ю.Я., Чукарев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
2. Чукарев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995, 176 с.
3. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука, 2015, 224 с.
4. Billinton, R. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition / R. Billinton, R.N. Allan. New York and London : Plenum Press, 1996. 509 p.
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118-2003.

⁴ Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем / ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2012 г. (одоблены НП «НТС ЭЭС», секция «Техническое регулирование в электроэнергетике» в июле 2012 г.

Сессия 6. Качество электрической энергии

ПОДДЕРЖКА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДИСПЕТЧЕРА ПРИ ОПЕРАТИВНОМ УПРАВЛЕНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ В КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТАХ

А.Ю. Останин, Д.С. Лоцман

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Кемерово, РФ

Управление режимом по напряжению и реактивной мощности является одной из задач субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с [1] и [2]. Управление режимом по напряжению и реактивной мощности субъектом оперативно-диспетчерского управления осуществляется для обеспечения нормативных запасов по статической аperiodической устойчивости и устойчивости нагрузки, а также для обеспечения допустимых режимов работы электросетевого оборудования по напряжению.

При управлении электрическим режимом по напряжению и реактивной мощности оперативно-диспетчерский персонал принимает решения о необходимости изменения эксплуатационного состояния и режима работы средств компенсации реактивной мощности (СКРМ). Решение диспетчерского персонала базируются на инструктивных материалах, разрабатываемых заблаговременно для каждого контрольного пункта.

При разработке инструктивных материалов определение эффективности СКРМ для каждого контрольного пункта определяется в характерных режимах работы энергосистемы или энергорайона.

Фактическая эффективность СКРМ зависит от многих факторов (состав и режим работы включенных сетевых элементов, состав и режим работы включенного генерирующего оборудования и т.д.) и отличается от указанной в инструктивных материалах. Для принятия окончательного решения в ряде случаев требуется выполнить оценочные расчёты, что увеличивает время принятия решения.

В Филиале АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири разрабатывается программное обеспечение (ПО), позволяющее в режиме реального времени определять эффективность СКРМ для контрольных пунктов по напряжению с использованием информации о текущей схемно-режимной ситуации в энергосистеме.

Входной информацией для разрабатываемого ПО является набор телеизмерений и телесигналов из оперативно-информационного комплекса, содержащий информацию о схемно-режимной ситуации в энергосистеме. С использованием алгоритмов оценивания состояния указанный набор информации преобразуется в сбалансированный установившийся режим в формате программного обеспечения расчёта установившихся режимов.

Полученный актуальный текущим схемно-режимным условиям электрический режим используется для выполнения серии расчётов, целью которых является определение эффективности доступных (эксплуатационное состояние «в работе» или «в резерве») СКРМ. Серия расчётов выполняется периодически или по запросу пользователя.

После завершения расчётного цикла информация об актуальной эффективности СКРМ для регулирования напряжения в каждом контрольном пункте выводится в специальную форму оперативно-информационного комплекса.

Эффектом от внедрения нового ПО является повышение скорости и точности принятия решений диспетчерского персонала по использованию СКРМ при управлении напряжением в контрольных пунктах.

[1] Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждённые Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 (в редакции Постановления Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 1496).

[2] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

РАЗРАБОТКА АДАПТИВНОГО МОДУЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ ПОТРЕБИТЕЛЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 0,4 КВ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ НЕСИММЕТРИИ НАГРУЗКИ ФАЗ

Клименко Ю.А. ¹, Преображенский А.П. ²

«Воронежский институт высоких технологий» АНОО ВО, г. Воронеж, Российская Федерация

Аннотация. В данной работе представлена разработка, направленная на улучшение качества поставляемых энергоресурсов потребителям. Результат достигается применением адаптивных систем на основе контроля и управления параметрами состояния электрической сети для применения интеллектуального распределения электрических мощностей между потребителями.

Ключевые слова: распределительная сеть; качество; модуль; адаптивная система; управление; критерий; алгоритм.

Адаптивная система управления для устранения несимметричности нагрузки фаз будет использоваться в концепции создания комплекса контроля и управления качеством электроэнергии участка распределительной электрической сети 10/0,4 кВ (рис. 1). Представляет собой симбиоз электрической и телекоммуникационной сетей, технологического оборудования, программного обеспечения. Результатом применения адаптивной системы управления является равномерное распределение однофазной нагрузки по фазам трехфазной сети, повышение энергетических характеристик сети. Схема участка распределительной электрической сети 10/0,4 кВ с использованием адаптивной системы управления (рис. 1), где, КТП 10/0,4 кВ - комплектная трансформаторная подстанция; УИК - управляющий измерительный комплекс; УИП - удалённый измерительный пункт; АМ - адаптационный модуль управления энергоснабжением потребителя; П - электрооборудование потребителя [1].

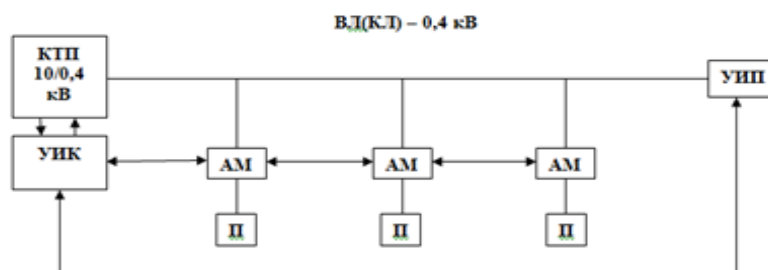


Рис. 1 - Схема адаптивной системы управления для устранения несимметричности фаз участка распределительной электрической сети 10/0,4 кВ.

АМ предназначен для равномерного распределения однофазной нагрузки по фазам трехфазной сети 0,4 кВ. АМ содержит входные зажимы А, В, С, N для подключения питающей сети и выходные зажимы "Фаза" и N для подключения нагрузки, а также включает в свой состав измерительное устройство, устройство выбора фаз (коммутатор), устройство управления и передачи данных, устройство связи, дистанционный пульт управления (рис. 2).

Измерительное устройство (ИУ) производит: измерение основных величин параметров электрической сети и расхода электроэнергии (ЭЭ), передачу данных измерений в устройство управления и передачи данных (УУПД), направляет электроэнергию (ЭЭ) в устройство выбора фаз. Устройство управления и передачи данных (УУПД) производит: сбор и анализ данных о состоянии параметров электрической сети, передачу информации в УИК о состоянии параметров сети, подачу команд в УВФ на производство переключения нагрузки потребителя на одну из выбранных фаз, приём и передачу информации от

дистанционного пульта управления (ДПУ). Устройство выбора фаз (УВФ) осуществляет переключение электроснабжения потребителя в зависимости от выбранной фазы УУПД.

Устройство связи (УС) осуществляет взаимодействие АМ и УИК. Дистанционный пульт управления осуществляет: приём данных о состоянии электрической сети, информации о расходе ЭЭ, передачу команд на принудительное переключение (выключение) потребления ЭЭ.

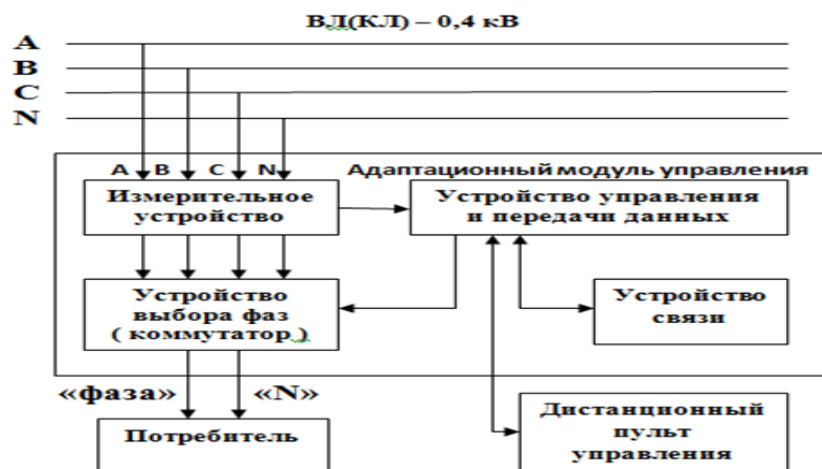


Рис. 2 Адаптационный модуль управления энергоснабжением потребителя.

Задачей АМ устройства является достижение симметрирования фазных токов (нагрузок) трехфазной распределительной сети 0,4 кВ, уменьшение объема и стоимости аппаратных средств, обеспечивающих реализацию цели симметрирования фазных токов (нагрузок).

Данный АМ работает следующим образом. Электроснабжение каждого потребителя осуществляется через АМ, который устанавливается на опоре линии электропередачи в месте подключения ответвления ВЛ (КЛ) - 0,4 кВ. Электропитание подается на входные контакты АМ по фазам. Измерительное устройство (ИУ) определяет величину параметров электросети по каждой из фаз: электрического напряжения, токовой нагрузки, коэффициента мощности, электрической мощности потребления электроэнергии (полной, активной, реактивной) и других. ИУ направляет данные о состоянии электросети в УУ и ПД для анализа данных с точки зрения соответствия нормативам ГОСТ [2]. УУ и ПД каждого АМ передает данные о состоянии электрической сети в каждом конкретном пункте ВЛ (КЛ) - 0,4 кВ через УС в измерительный управляющий комплекс (ИУК) для обработки данных измерений и принятия решения на переключение определенных потребителей для симметрирования нагрузок по фазам линии электропередачи, а также передает управляющие команды конкретным АМ для переключений и выравниванию нагрузок. УУ и ПД обрабатывает принятую информацию, принимает решение и передает команду в УВФ на переключение определенного потребителя на фазу, которая соответствует заданным требованиям. УВФ, получив команду, производит переключение энергоснабжения потребителя на заданную фазу и сообщает в УУ и ПД информацию о выполнении переключения.

Реализация данной системы исключает использование дополнительных аппаратных средств регулирования параметров несимметричности фаз сети 0,4 кВ.

Литература

1. Александров, А. Г. Оптимальные и адаптивные системы /А. Г. Александров. – М.:Высшая школа, 2003.–287 с.
2. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, [Электронный источник], / [http:// www.garant.ru](http://www.garant.ru) / (дата обращения 26.12.2019).

АНАЛИЗ РЕЗОНАНСНЫХ РЕЖИМОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С ТЯГОВОЙ НАГРУЗКОЙ. ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Шандрыгин Д.А., Довгун В.П.

Сибирский Федеральный Университет, Красноярск, Россия

Одной из основных причин ухудшения качества электроэнергии в сетях высокого напряжения являются мощные нелинейные нагрузки. К числу таких нагрузок относятся системы тягового электроснабжения (СТЭ). Особенно значительное влияние СТЭ оказывают на системы электроснабжения с малой мощностью короткого замыкания. Основным средством нормализации качества электроэнергии в СТЭ являются пассивные фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ), осуществляющие компенсацию реактивной мощности и подавление высших гармоник тока и напряжения.

Целью исследования является анализ резонансных режимов в электроэнергетических системах с тяговой нагрузкой, изучение взаимного влияния тяговой сети и сети внешнего электроснабжения, сравнительный анализ и выбор структур ФКУ, обеспечивающих электромагнитную совместимость ЭПС с системой тягового и внешнего электроснабжения.

В докладе рассмотрена имитационная модель системы электроснабжения (СЭС) с тяговой нагрузкой, реализованная в программном комплексе Matlab. С помощью предложенной модели исследовано влияние на резонансные режимы различных параметров СЭС, в том числе длины линий, мощности короткого замыкания системы внешнего электроснабжения (СВЭ), а также спектрального состава токов электроподвижного состава на степень искажения напряжений в тяговой и внешней сетях.

Получены аналитические выражения, позволяющие определить частоты резонансов системы «внешняя сеть – тяговый трансформатор – тяговая сеть». С помощью имитационной модели проведен анализ резонансных режимов в системе электроснабжения, включающей тяговую сеть переменного тока и внешнюю сеть.

Исследованы возможности улучшения технико-экономических характеристик ФКУ для систем тягового электроснабжения за счет рационального выбора конфигураций пассивных фильтров. Сформулированы критерии, позволяющие оценить эффективность различных конфигураций пассивных ФКУ. На основе проведенного анализа выбраны наиболее перспективные варианты устройств, позволяющих обеспечивать электромагнитную совместимость нелинейных нагрузок с системой тягового электроснабжения, а также внешней сетью.

МЕТОД СНИЖЕНИЯ РАЗМЕРНОСТИ РАСЧЁТНОЙ МОДЕЛИ ЭЭС ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Солодовников В.Е., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г.

ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», ПАО «ФСК ЕЭС»

При исследовании частотных характеристик (ЧХ) входного сопротивления ЭЭС по прямой (обратной) последовательности относительно узлов магистральной электрической сети 220 кВ и выше наиболее трудоёмким и длительным этапом является составление и верификация расчётной модели ЭЭС. Данное обстоятельство обусловлено тем, что при расчётах установившихся режимов (УР) на основной частоте фрагменты сети 110-220 кВ, не оказывающие значимого влияния на режим энергосистемы, обычно представляются в виде эквивалентных отборов мощности, а ЧХ могут быть достоверно определены только при условии подробного моделирования сети 110 кВ [1-3]. По этой причине для определения ЧХ требуется доработка исходной модели ЭЭС для расчётов УР со значительным увеличением её размерности, определяемой числом узлов и ветвей. В этой связи усложняются также процессы сопровождения и практического применения модели ЭЭС для расчёта ЧХ, что, в конечном счёте, затрудняет решение задачи по обеспечению нормативных уровней K_U и $K_{U(n)}$, в узлах магистральных электрических сетей.

С целью снижения размерности модели ЭЭС для расчёта ЧХ входных сопротивлений относительно шин 110 кВ и выше ПС магистральной сети предлагается представлять ПС 110 кВ, а также тупиковые, отпаечные и проходные ПС 220 кВ в виде частотных эквивалентов.

Из теории электрических цепей известно, что пассивный двухполюсник может быть представлен эквивалентным входным сопротивлением, значение которого определяется исходными параметрами входящих в его состав элементов и схемой их соединения [4]. Следовательно, входное сопротивление двухполюсника, в состав которого входят трансформатор и активно-индуктивная нагрузка, в анализируемом диапазоне частот может быть представлено в виде последовательного $R-L$ шунта, а при наличии нерегулируемых БСК и учёте ёмкостей ЛЭП распределительной сети, отходящих от шин НН – в виде $R-L-C$ шунта (см. рис. 1). В общем случае все сопротивления эквивалентного шунта являются частотно-зависимыми.

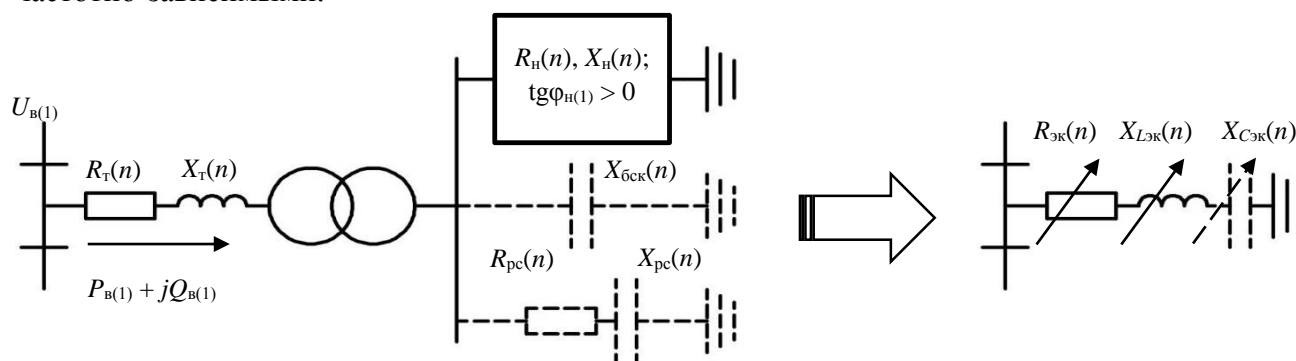


Рисунок 1. Эквивалентирование двухполюсника «трансформатор + нагрузка».

В соответствии с практическими рекомендациями, изложенными в [3, 5], при определении ЧХ электрических сетей 110 кВ и выше принимаются следующие допущения:

- схемные и режимные параметры симметричны по фазам;
- потери холостого хода трансформаторов не учитываются.

В этих условиях параметры схем замещения нагрузки рассчитываются по значениям линейного напряжения на шинах НН, потребляемой на основной частоте трёхфазной активной мощности и, в отдельных случаях, реактивной мощности [1, 3, 5]. Так как режим исходного двухполюсника однозначно определяется по данным начала трансформаторной

ветви, то параметры эквивалентного двухполюсника могут быть найдены с помощью метода, укрупнённая блок-схема алгоритма которого представлена на рис. 2.

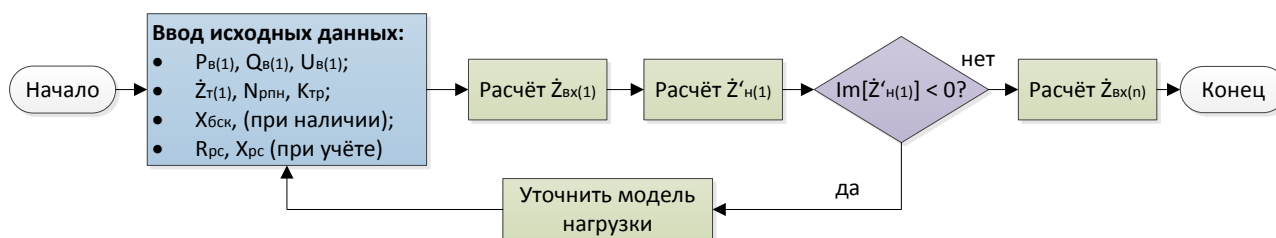


Рисунок 2. Укрупнённая блок-схема алгоритма составления частотного эквивалента двухполюсника «трансформатор + нагрузка».

По заданным значениям $U_{в(1)}$, $P_{в(1)}$ и $Q_{в(1)}$ на шинах ВН определяется полное входное сопротивление двухполюсника на основной частоте $Z_{вх(1)}$, после чего с учётом сопротивлений трансформатора при заданном положении привода РПН $Z_{т(1)}$ и находящихся в работе БСК $X_{бск(1)}$ (при наличии) производится расчёт сопротивления нагрузки $Z'_{н(1)}$, приведённого к ступени ВН. Оценивается его характер: если реактивная составляющая сопротивления отрицательна, то необходимо уточнить схему замещения нагрузки или более подробно задать фрагмент прилегающей сети 35 кВ и ниже. Причинами подобного явления могут быть особенности режимов работы двигательной нагрузки (синхронные двигатели в режиме выдачи реактивной мощности), значительная ёмкость ЛЭП смежной распределительной сети, а также наличие мощных БСК в ней.

Далее определяются параметры эквивалентного двухполюсника в анализируемом диапазоне частот. Вид расчётных выражений определяется схемой замещения нагрузки. Так, при её представлении в виде параллельного R - L шунта и отсутствии БСК сопротивления эквивалентного двухполюсника на частоте n -ной гармоники определяются по формулам:

$$R_{эк}(n) = \frac{n^2 \cdot R'_{н(1)} \cdot (R_{н(1)}'^2 + X_{н(1)}'^2)}{n^2 \cdot R_{н(1)}'^2 + X_{н(1)}'^2} + R_{т(1)} \cdot k_R^{тп}(n)$$

$$X_{эк}(n) = \frac{n \cdot X'_{н(1)} \cdot (R_{н(1)}'^2 + X_{н(1)}'^2)}{n^2 \cdot R_{н(1)}'^2 + X_{н(1)}'^2} + X_{т(1)} \cdot n \cdot k_X^{тп}(n),$$

$$\text{где } R'_{н(1)} + jX'_{н(1)} = \dot{Z}_{вх(1)} - \dot{Z}_{т(1)}; \dot{Z}_{вх(1)} = (P_{в(1)} + jQ_{в(1)}) \cdot \frac{U_{в(1)}^2}{P_{в(1)}^2 + Q_{в(1)}^2};$$

$k_R^{тп}(n)$, $k_X^{тп}(n)$ – коэффициенты, определяемые принятой схемой замещения трансформатора.

Применение описанного метода для тестового фрагмента сети 110-220 кВ позволило сократить количество узлов расчётной модели со 114 до 53 с сохранением точности результатов. Метод может быть использован и для эквивалентирования участков «линия + трансформатор + нагрузка»; расчёт при этом проводится по данным начала линии.

Таким образом, предложенный метод позволяет сформировать частотные эквиваленты двухполюсников «трансформатор + нагрузка» по значениям напряжения на шинах ВН ПС и отбора мощности с них, что позволяет снизить размерность расчётной модели сети для исследования ЧХ и получить её путём минимальной корректировки модели для расчёта УР.

Литература

1. CIGRE Technical brochure № 766 'Network modelling for harmonic studies'. – 2019. – 241 p. – ISBN 978-2-85873-468-9.
2. J.C. Das. Power System Harmonics and Passive Filter Designs. Piscataway: IEEE Press, 2015. – 844 p. – ISBN 978-1-118-86162-2.
3. Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения. – Новосибирск: Наука, 2010. – 327 с.

4. Основы теории цепей: учебник для вузов / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. – 5-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
5. Burch, R. Impact of aggregate linear load modelling on harmonic analysis: a comparison of common practice and analytical models / R. Burch [et al.] // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2003. – Vol. 18, Issue 2. – pp. 625-630.

УПРАВЛЕНИЕ ФЛИКЕРОМ В СЕТЯХ С УСТАНОВКАМИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Булатов Ю.Н.,¹ Крюков А.В.,^{2,3} Нгуен Ван Хуан³

¹Братский государственный университет, Братск, Россия

²Иркутский государственный университет путей сообщения, Иркутск, Россия

³Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

В настоящее время при развитии и модернизации систем электроснабжения (СЭС) широко используются установки распределённой генерации (РГ), то есть источники электроэнергии, находящиеся в непосредственной близости от потребителей и работающие на основе следующих технологий: ветрогенераторы, солнечные батареи, топливные элементы, газотурбинные установки, мини- и микро-ГЭС.

Распределенная генерация является частью концепции интеллектуальных сетей (Smart Grid) [1-3] и может применяться для разгрузки сетей, снижения потерь мощности и энергии, а также для повышения надёжности и живучести СЭС. С помощью установок РГ можно формировать новые рынки электроэнергии [4].

Необходимо отметить, что распределенная генерация может оказывать неоднозначное влияние на качество электроэнергии в СЭС. Установки РГ позволяют поддерживать требуемые уровни напряжений в узлах сети [5, 6], уменьшать несимметрию и гармонические искажения в СЭС [7]. Однако, в ряде случаев, генераторы небольшой мощности могут вызывать колебания напряжения, приводящие к появлению фликера [4, 8-10]. Это может происходить при резком снижении напряжения в узле подключения установки РГ. Некорректно настроенные автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и скорости (АРС) генераторов установок РГ могут усилить возникающий фликер [10].

Процессы, протекающие в сети с установками РГ при возникновении фликера недостаточно изучены. Широкое использование установок РГ на основе генераторов с АРВ и АРС требует точной оценки их воздействия на СЭС для исключения ухудшения качества электроэнергии. Задачи оценки и устранения фликера в СЭС с управляемыми установками РГ имеют несомненную актуальность.

В работе приводятся результаты компьютерных исследований режимов работы СЭС с установками РГ, реализованными на основе синхронных генераторов с АРВ и АРС. Полученные результаты показали, что при включении и отключении мощной нагрузки в СЭС с нерегулируемыми установками РГ наблюдается фликер, сопровождающийся колебаниями напряжения и частоты. На основе применения технологий вейвлет-преобразования и методов спектрального анализа было определено, что спектральная плотность возникших колебаний обратно пропорциональна частоте, что позволяет отнести их к фликер-шуму [11]. Такой же эффект может вызывать и несогласованная настройка регуляторов.

Устранение фликера возможно на основе применения согласованной настройки АРВ и АРС. Применение автопрогностических АРС [12] синхронных генераторов установок РГ позволяет улучшить показатели переходных процессов при управлении напряжением и частотой и полностью устранить фликер в СЭС.

Литература

1. Morzhin Yu.I., Shakaryan Yu.G., Kucherov Yu.N., "Smart Grid Concept for Unified National Electrical Network of Russia", CD. Preprints of proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011, Manchester Dec. 5-7 2011. Manchester, GB: IEEE, The University of Manchester, Panel session 5D. pp. 1-5.
2. Mohsen F.N., Amin M.S., Hashim H. Application of smart power grid in developing countries, IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2013. DOI:10.1109/PEOCO.2013.6564586.

3. Bernd M. Buchholz, Zbigniew A. Styczynski. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks // Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. 396 p.
4. Воропай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах [Электронный ресурс]: Сайт: Тригенерация.ру / <http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredeleennaya-generaciya-v-elektroenergeticheskikh-sistemah> (дата обращения 09.01.2020)
5. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., "Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm", 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications, 2016. pp. 1-6.
6. Yu. Bulatov, A. Kryukov, Van Huan Nguyen, Duy Hung Tran, Fuzzy Controller of Rotation Angle of Blades of Horizontal-Axial Wind Power Generation Plant, Advances in Intelligent Systems and Computing, 2019, Vol. 983, pp. 105-115. DOI: 10.1007/978-3-030-19868-8_88
7. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Van Huan N. Effect of distributed generation plants' automatic controllers on power quality factors // E3S Web of Conferences 114, 2019, DOI: 10.1051/e3sconf/201911404004
8. Jenkins N., Allan R., Grossley P., Kirschen D., Strbac G. Embedded Generation. London; IEEE, 2000, 273 p.
9. Barker Ph. P., De Mello R.W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems // 2000 IEEE PES Summer Meeting, Seattle, WA, USA, July 11-15, 2000, p.222-233.
10. Bulatov Y.N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation 2018 Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP 2018-May, pp. 1-4
11. Горбань И.И. Статистически неустойчивые процессы: связь с фликкер, неравновесными, фрактальными и цветными шумами // Известия вузов. Радиоэлектроника. Т. 55. №3. 2012. С. 3-16.
12. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen Van Huan, "Automatic prognostic regulators of distributed generators", International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2018, pp. 1-4.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В МЕСТАХ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ТРЕХЦЕПНЫХ ЛЭП И ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Буюкова Н.В.¹, Крюков А.В.^{2,3}, Середкин Д.А.², Лэ Ван Тхао³

¹ Ангарский государственный технический университет, Ангарск, Россия

² Иркутский государственный университет путей сообщения, Иркутск, Россия

³ Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Электромагнитные поля (ЭМП), создаваемые на объектах электроэнергетики, являются опасной формой загрязнения окружающей среды. Высоковольтные воздушные линии электропередачи (ЛЭП) и тяговые сети (ТС) электрифицированных железных дорог переменного тока являются источниками ЭМП промышленной частоты [1 – 3]. Поля с высокими уровнями напряженностей могут генерировать помехи, вызывающие нарушения нормального функционирования электрических и электронных устройств, а также приводить к тяжелым несчастным случаям при работе на отключенных линиях электропередачи при воздействии на персонал наведенных напряжений.

Для решения проблем электромагнитной экологии в современных условиях необходима разработка методов моделирования ЭМП, отвечающих следующим требованиям:

- высокая точность определения напряженностей;
- корректный учет условий окружающей среды, в частности, рельефа земной поверхности и наличия протяженных металлических сооружений;
- системность, заключающаяся в возможности моделирования электромагнитных полей с учетом свойств и характеристик сложной электроэнергетической системы;
- универсальность, обеспечивающая моделирование линий электропередачи и тяговых сетей различной конструкций;
- комплексность, обеспечиваемая совмещением расчетов режима и определением напряженностей ЭМП.

Разработанные в ИрГУПСе методы и средства моделирования режимов [4, 5] в фазных координатах позволяют при определении режима электроэнергетической системы (ЭЭС) провести одновременные расчеты напряженностей ЭМП многопроводных линий; при этом анализируемая линия рассматривается в неразрывной связи со сложной ЭЭС.

Из-за электромагнитной неуравновешенности тяговые сети переменного тока создают значительные электрические и магнитные поля [2–5]. Рост скоростей движения поездов приводит к увеличению потребляемых подвижным составом токов и к повышению напряженностей магнитного поля [6].

В местах пересечения линий электропередачи и электрифицированной железной дороги происходит наложение электромагнитных полей ТС и ЛЭП, что может привести к росту напряженностей и усложнению пространственного распределения поля. Для определения напряженностей ЭМП в месте пересечения можно воспользоваться методом наложения, определив отдельно напряженности тяговой сети и ЛЭП. Поле в этом случае перестает быть плоско-параллельным, что усложняет задачу. Пересечение тяговой сети линией электропередачи под углом 90 градусов позволяет отдельно рассчитать составляющие векторов и затем определить суммарное поле. Задача значительно усложняется при пересечении ТС с ЛЭП, имеющими несколько цепей с разными уровнями напряжений.

Результаты компьютерного моделирования показали, что в местах пересечения тяговой сети 25 кВ с трехцепной ЛЭП 110 - 220 кВ напряженность электрического поля достигает 4,2 кВ/м. При пересечении с тяговой сетью 2×25 кВ этот параметр снижается до 2,7 кВ/м. Напряженность магнитного поля при пересечении ЛЭП с тяговой сетью 25 кВ достигает 83 А/м. Для ТС 2×25 кВ аналогичный параметр снижается до 31 А/м. В местах пересечения

тяговых сетей 25 и 2×25 кВ с ЛЭП максимальная амплитуда магнитного поля увеличивается незначительно.

Литература

1. Sheilah Frey. Railway Electrification Systems & Engineering / Frey Sheilah. – White Word Publications, Delhi 2012. 145 p.
2. Ogunsola A. Electromagnetic Compatibility in Railways / A. Ogunsola, A. Mariscotti. London: Springer, 2013. 529 p.
3. Ogunsola A. Modelling Electromagnetic Fields Propagated from an AC Electrified Railway Using TLM / A.Ogunsola, U. Reggiani, L. Sandrolini International Symposium on Electromagnetic Compatibility, EMC'09. Kyoto, 2009. pp. 567-570.
4. Buyakova N. Imitative Modelling of Electromagnetic Safety Conditions in Smart Power Supply Systems / N. Buyakova, V. Zaharukin, A. Kryukov // Advances in Intelligent Systems Research. Vol. 158. Vth International workshop “Critical infrastructures: contingency management, intelligent, agent-based, cloud computing and cyber security” (IWCI 2018), 2018. pp. 20-25.
5. Buyakova N. V., Zakaryukin V. P., Kryukov A. V. Electromagnetic safety in points of overhead power lines and electrified railroads crossing // International Scientific Electric Power Conference – 2019 IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 643 (2019) 012018IOP Publishing. pp. 1-6.
6. Kircher R., Klühspies J., Palka R. et al. Electromagnetic Fields Related to High Speed Transportation Systems // Transportation Systems and Technology. 2018. No. 4(2). pp. 152-166.

ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ К ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЛИЦ, НАРУШИВШИХ ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Серков А.В.

Адвокатское бюро «А.Серков и Партнеры», Москва, Россия

В соответствии с ч. 1 ст. 38 Федерального закона «Об электроэнергетике» [1] субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки электрической энергии потребителям, отвечают за надежность поставки электрической энергии и ее качество в соответствии с требованиями технических регламентов и иными обязательными требованиями. Исполнение ими обязанности по поставке энергии надлежащего качества обеспечивается установленной в договоре и/или законе ответственностью за её нарушение.

Договоры энергоснабжения и договоры купли-продажи (поставки), заключаемые на розничном рынке электрической энергии с гарантирующим поставщиком, являются публичными договорами, и потребитель может понудить через суд уклоняющуюся от заключения договора энергоснабжающую организацию заключить с ним договор, а также оспорить в суде предложенные энергоснабжающей организацией условия договора.

Защита потребителя электрической энергии своих нарушенных прав может осуществляться в гражданско-правовом и административном порядках. В гражданско-правовом порядке защита прав потребителя осуществляется путем предъявления претензий и обращения в суд с иском о взыскании предусмотренных договором или законом штрафных санкций и убытков, причиненных потребителю вследствие поставки ему электрической энергии ненадлежащего качества. Для вынесения законного и обоснованного решения по иску о взыскании убытков судом должны быть назначены два вида экспертиз: судебно-техническая и судебно-экономическая.

Защита прав потребителя электрической энергии, не связанных с возмещением ущерба, может быть осуществлена в административном порядке. Административная ответственность за нарушение требований к качеству поставляемой потребителю энергии установлена ст. 7.23 и 14.43 «Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях» [2]. Административными органами, в чьи полномочия входит контроль качества электрической энергии, являются территориальные управления Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт), Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей (Роспотребнадзор) и Государственная жилищная инспекция. Административными правонарушениями в этой области занимается также Федеральная антимонопольная служба, усматривающая нарушение антимонопольного законодательства [3] в несоответствии качества поставляемой потребителям электрической энергии требованиям ГОСТ [4].

Для консолидации усилий в деле защиты прав потребителей, разработки и внедрения методик электротехнических экспертиз, подготовки квалифицированных экспертов и налаживания взаимодействия с электротехническими лабораториями, осуществляющими контроль качества электрической энергии, обращений в административные органы и суды от имени потребителей предлагается учредить межрегиональную общественную организацию (самостоятельную или в составе существующих союзов потребителей и обществ защиты прав потребителей) по защите прав потребителей электрической и тепловой энергий.

Литература

1. Федеральный закон РФ от 26.03.2003 г. № 35–ФЗ «Об электроэнергетике».
2. «Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях» от 30.12.2001 г. № 195–ФЗ.
3. Федеральный закон РФ от 26.07.2006 г. № 135–ФЗ «О защите конкуренции».
4. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.