

УДК 621.311.21

DOI: 10.24160/1993-6982-2018-2-14-20

Алгоритм для расчета параметров работы гидроэлектростанций в графиках нагрузки энергосистемы с применением компенсированного электрического регулирования стока

А.Ю. Александровский, В.В. Клименко, Д.М. Волков

Изложены основные принципы работы алгоритма для определения ключевых показателей работы гидроэлектростанций (ГЭС) в будущих графиках нагрузки энергосистемы при использовании режима компенсированного электрического регулирования стока. При реализации данного режима ключевым критерием работы гидроэлектростанции компенсатора, имеющей водохранилище многолетнего регулирования, является максимальное использование рабочей мощности ГЭС при минимально возможной величине холостых сбросов воды из водохранилища. Также имеются ограничения по мощности тепловых станций (ТЭС) в годовом и многолетнем разрезе, которые были учтены при создании алгоритма расчета компенсированного электрического регулирования стока. Под ограничениями в годовом разрезе подразумевается, что максимальные значения мощности ТЭС соответствуют зимним месяцам, когда наблюдается максимум нагрузки, минимальные же значения мощности приходятся на летние месяцы, когда осуществляются выходы в ремонт. В многолетнем разрезе ГЭС компенсатор выполняет многолетнее перераспределение стока, выравнивая как совокупную энергоотдачу ГЭС, так и участие станции в балансе мощности энергосистемы. Использование компенсированного электрического регулирования стока позволяет сгладить колебания уровня максимальной рабочей мощности ТЭС во времени. Это накладывает дополнительные ограничения на величину рабочей мощности компенсатора и ее распределение между пиковой и базовой частями графика нагрузки при формировании баланса мощности. В качестве примера приведена совместная работа проектируемой Эвенкийской ГЭС и ГЭС Волжско-Камского каскада в суточных и годовых графиках нагрузки ОЭС Центра и Средней Волги в течение значительного промежутка времени, равного жизненному циклу инвестиционного проекта в сфере электроэнергетики.

Ключевые слова: компенсированное электрическое регулирование стока, алгоритм, гидроэлектростанция, энергосистема.

Для цитирования: Александровский А.Ю., Клименко В.В., Волков Д.М. Алгоритм для расчета параметров работы гидроэлектростанций в графиках нагрузки энергосистемы с применением компенсированного электрического регулирования стока // Вестник МЭИ. 2018. № 2. С. 14—20. DOI: 10.24160/1993-6982-2018-2-14-20.

An Algorithm for Calculating the Operating Parameters of Hydroelectric Power Plants in the Power System Load Curves Using Compensated Electrical Runoff Regulation

A.Yu. Aleksandrovskiy, V.V. Klimenko, D.M. Volkov

The article outlines the main principles laid down in the algorithm for determining the key indicators characterizing the performance of hydroelectric power plants (HPPs) in the power system's future load curves in using the compensated electrical runoff regulation mode. Maximal utilization of the HPP working power capacity with the minimum possible idle discharges of water from the reservoir is the key criterion that will characterize

the performance of the compensating hydroelectric power plant having a reservoir used for multi-year flow adjustment in case of using this runoff regulation mode. It should be noted that there are certain limitations imposed on the power output produced by thermal power plants (TPPs) in the annual and multiyear time scales, which were taken into account in developing the algorithm for calculating compensated electrical regulation of runoff. The above-mentioned limitations in the annual time scale mean that the maximal power outputs generated by TPPs correspond to the winter months, during which the load maximum is observed, and their minimal power outputs are observed during the summer months, in which the TPP equipment is taken out for repairs. In the multiyear time scale, the compensating hydroelectric power plant performs multiyear redistribution of runoff for smoothing both the total power output generated by the HPPs and the participation of the hydroelectric power plant in the grid's power balance. The compensated electric runoff regulation mode makes it possible to smooth variations with time in the maximal levels of power generated by TPPs. This circumstance imposes additional limitations on the compensator's working power and on its distribution between the load curve peak and base parts in shaping the power balance. As an example, the article presents joint operation of the currently designed Evenki HPP and the HPPs of the Volga–Kama HPP cascade within the daily and annual load curves of the Center and Middle Volga power pools over a significant interval of time equal to the life cycle of an investment project in the electric power industry. Improving better thermal efficiency of power plants in Mongolia through constructing new power units based on the IGCC technology is proposed.

Key words: compensated electric regulation of runoff, algorithm, hydroelectric power plant, power system.

For citation: Aleksandrovskiy A. Yu., Klimenko V.V., Volkov D.M. An Algorithm for Calculating the Operating Parameters of Hydroelectric Power Plants in the Power System Load Curves Using Compensated Electrical Runoff Regulation. MPEI Vestnik. 2018;2:14–20. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2018-2-14-20.

В рамках научной работы по поиску путей повышения инвестиционной привлекательности крупного энергетического проекта — Эвенкийской ГЭС [1] авторы столкнулись с необходимостью проведения комплексных расчетов функционирования энергосистемы и гидроэлектростанций при множестве сочетаний различных исходных параметров и большими объемами информации в выходных данных. Речь идет о совместной работе Эвенкийской ГЭС и Волжско-Камского каскада в суточных и годовых графиках нагрузки ОЭС Центра и Средней Волги в течение значительного промежутка времени, равного жизненному циклу инвестиционного проекта в сфере электроэнергетики. Кроме того, в расчетах необходимо реализовать особый компенсированный электрический режим регулирования стока в условиях:

- маловодного года на Волге, когда при пониженной энергоотдаче каскада Эвенкийская ГЭС будет работать с повышенной энергоотдачей, компенсируя указанное понижение за счет дополнительной сработки Эвенкийского водохранилища;

- многоводного года на Волге, когда при повышенной энергоотдаче ГЭС Волжско-Камского каскада Эвенкийская ГЭС будет работать с пониженной энергоотдачей, накапливая воду в своем водохранилище.

Таким образом, в описанном режиме выполняется полное выравнивание участия ГЭС в вытеснении тепловых мощностей из ОЭС в зимний период (вне зависимости от водности года). При этом вытесняемые мощности располагаются в пиковой и, отчасти, в полупиковой частях графика нагрузки, что позволяет обойти ограничения, связанные с тепловой нагрузкой ГЭС в зимний период.

Входными данными для алгоритма являются:

- параметры графиков нагрузки энергосистем: абсолютные максимумы нагрузки, форма характерных суточных и годовых графиков нагрузки в зависимости от сезона (лето/зима), параметры изменения графиков нагрузки (изменения максимумов и плотности во временном разрезе);

- показатели гидроэлектростанций Волжско-Камского каскада и Эвенкийской ГЭС: установленные мощности, базовые расходы в нижний бьеф в зависимости от сезона (лето/зима), принадлежность к ОЭС, проценты резерва мощности на станции, ряды среднемесячных параметров работы ГЭС за необходимый период времени, предварительно рассчитанные в программе «Каскад» [2];

- характеристики других электростанций, занимающих место исключительно в пиковой части графика нагрузки (гидроаккумулирующая электростанция/газотурбинная установка (ГАЭС/ГТУ)).

Выходными данными работы программы считаются:

- структура покрытия суточных графиков нагрузки электростанциями, находящимися в составе энергосистемы, за весь расчетный период для каждого месяца;

- основные параметры работы гидроэлектростанций в энергосистеме: выработка электроэнергии, полная рабочая мощность, пиковая и базовая мощности, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), неиспользуемая мощность.

Все указанные характеристики рассчитываются с детализацией до характерных суток месяца.

Алгоритм работы программы делится на два этапа: размещение ГЭС Волжско-Камского каскада (ГЭС ВКК) и размещение ГЭС компенсатора в графиках нагрузки выбранных систем. Код написан на языке Visual Basic для упрощения работы со входными данными и ускорения процесса анализа выходных данных [3 — 5].

Описаны основные принципы действия алгоритма с соответствующими коду программы структурными схемами и пояснениями.

Первый этап (размещение станций Волжско-Камского каскада) представлен в виде структурной схемы на рис. 1.

При наличии в энергосистеме ГТУ и ГАЭС данные станции располагаются в графике нагрузки в пиковой части графика с полной рабочей мощностью, после чего выполняется размещение непосредственно ГЭС ВКК.

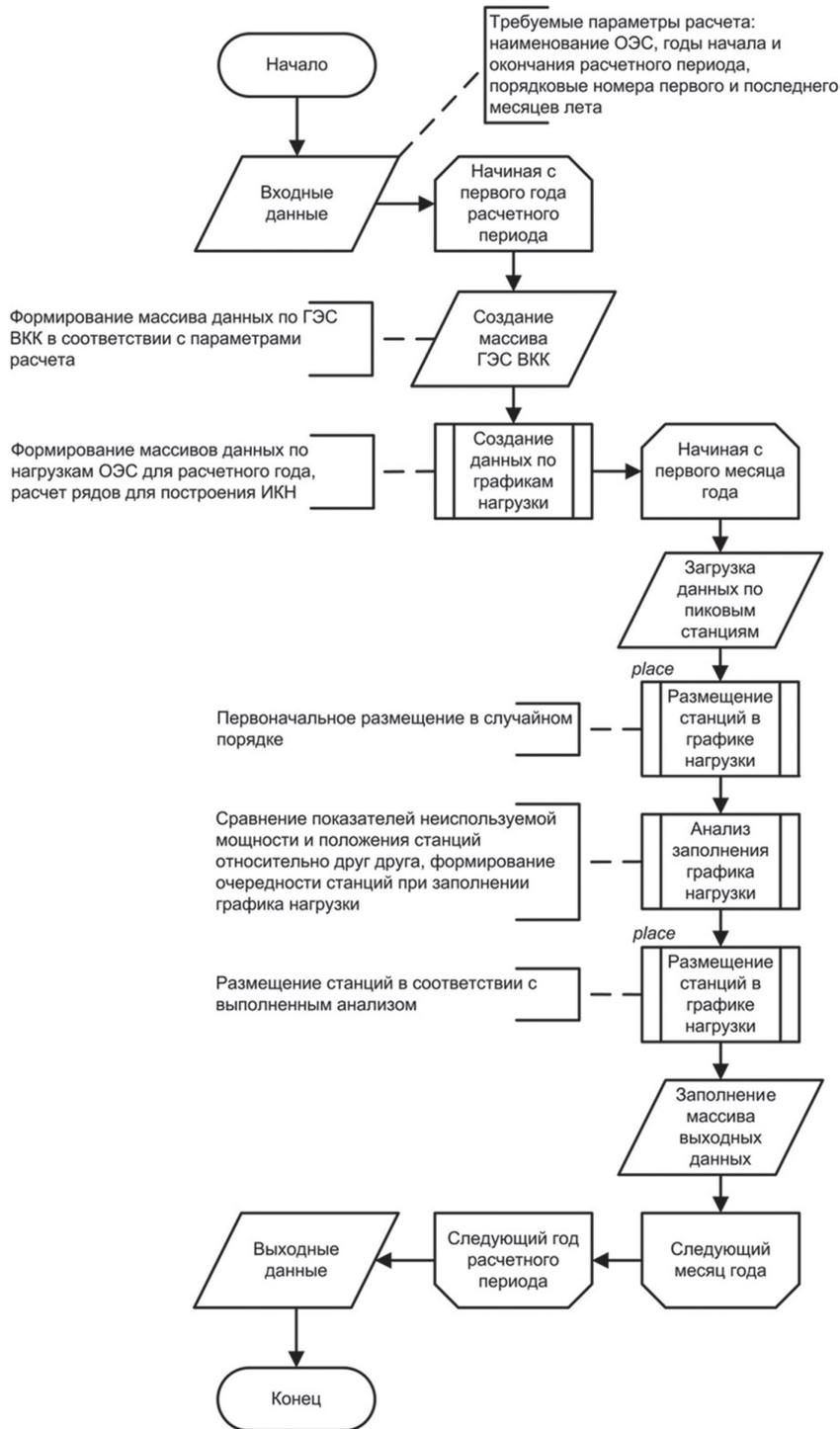


Рис. 1. Структурная схема программы по работе с ГЭС ВКК

Для каждой ГЭС, работающей в энергосистеме, выполняется первоначальное размещение в графике нагрузки энергосистемы (в случайном порядке).

1. Станция размещается в базовой части графика нагрузки в соответствии с указанными величинами базовой и среднемесячной мощности. В случае если величина среднемесячной мощности меньше, чем величина требуемой базовой мощности, станция

размещается в базовой части графика нагрузки в соответствии с величиной среднемесячной мощности (п. 2 для данной станции пропускается).

2. Размещение станции в пиковой части графика нагрузки осуществляется согласно величинам среднемесячной и рабочей мощности (за вычетом участия в базовой части графика). В случае если разместить станцию с текущей величиной рабочей мощности (пу-

тем изменения положения в графике нагрузки) невозможно, величина рабочей мощности уменьшается до тех пор, пока станция не займет место в пиковой части графика нагрузки (при этом растет величина резерва мощности и возникает неиспользуемая мощность). Процесс размещения является итеративным, т. е. с использованием метода золотого сечения для подбора параметров положения в графике нагрузки и величины резерва мощности. Для размещения одной станции необходимо в среднем 15...20 итераций.

После того, как указанные действия исполнены для всех станций, анализируются размещения станций в графике нагрузки и их ранжирование:

- для станций с наличием неиспользуемой мощности происходит сортировка по убыванию указанной величины, при этом в начале списка идут станции с наибольшей величиной неиспользуемой мощности.
- станции без неиспользуемой мощности сортируются по положению в пиковой части графика таким образом, чтобы в начале шли станции, находящиеся ближе к максимуму графика нагрузки, а последней была

станция, находящаяся ближе прочих к базовой части графика.

На следующем шаге проходит размещение станций в соответствии с проведенной сортировкой. Для всех станций из списка повторяются действия п. 1, 2, с учетом того, что очередность расположения станций сохраняется и в самих графиках нагрузки.

На втором этапе ГЭС вытесняется компенсатором (Эвенкийская ГЭС) из графиков нагрузки с размещенными в них станциями ГЭС ВКК, ГТУ, ГАЭС. В первую очередь алгоритм выполняется для всего ряда лет заданного расчетного периода в месяце с абсолютным максимумом графика нагрузки энергосистемы. Таким образом, определяется предельная величина тепловой мощности в энергосистеме для текущего года или всего ряда лет (в зависимости от характера изменения максимума ОЭС во времени). Затем алгоритм повторяется для прочих месяцев с учетом определенных ранее ограничений. Структурная схема программы по размещению компенсатора ГЭС в графиках нагрузки приведена на рис. 2.

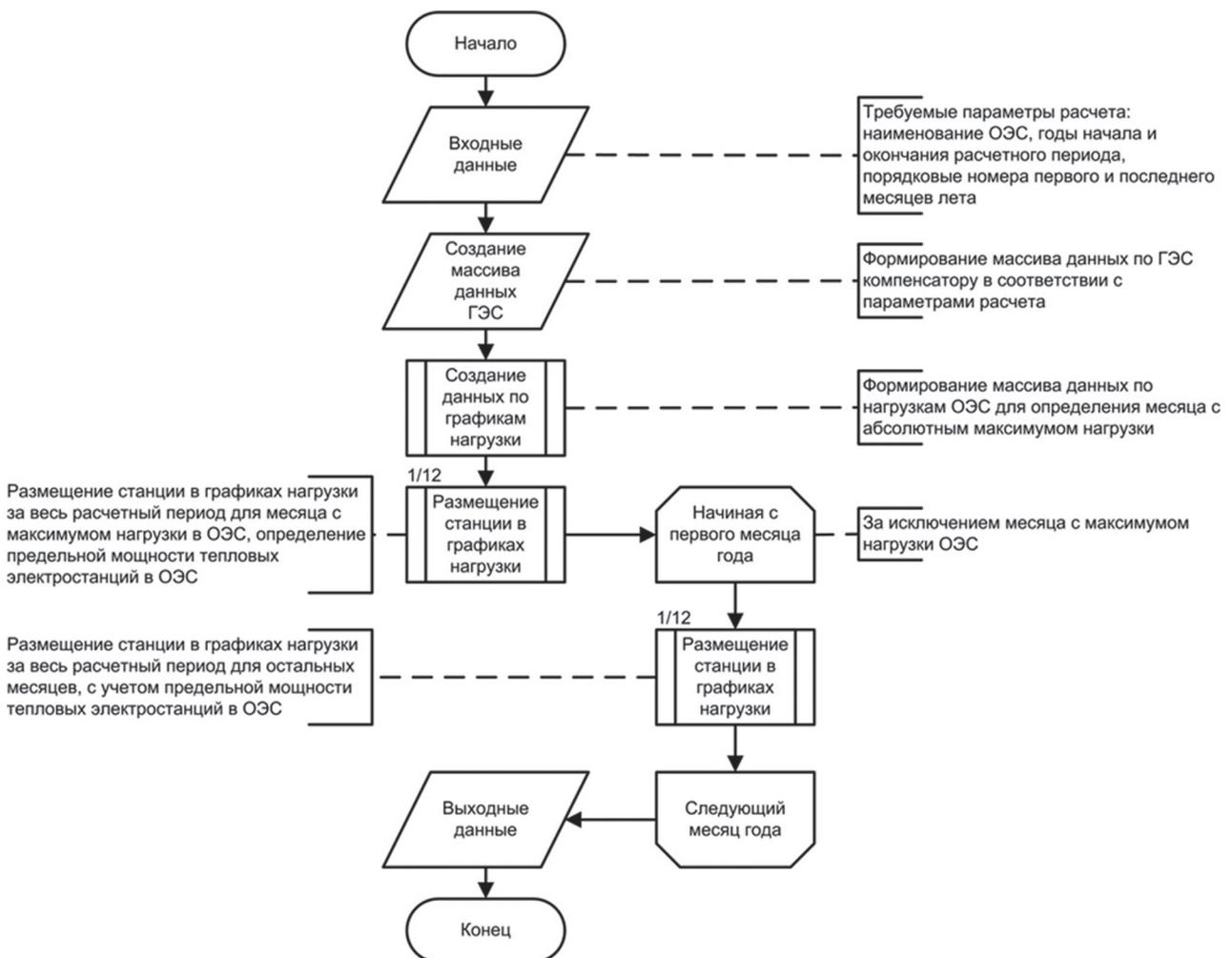


Рис. 2. Структурная схема программы по работе с ГЭС компенсатором (Эвенкийская ГЭС)

Принципы действия алгоритма схожи с принципами первого этапа с той разницей, что:

- размещение в пиковой части графика нагрузки происходит между уже размещенными ГЭС/ГАЭС/ГТУ;

- при реализации компенсированного электрического регулирования ключевым критерием работы ГЭС компенсатора является максимальное использование рабочей мощности при минимально возможной величине холостых сбросов и обеспечении требуемой величины базовой мощности;

- имеются ограничения по максимальной мощности тепловых станций в графике нагрузки, что накладывает дополнительные условия на величину рабочей мощности и ее распределение между пиковой и базовой частями графика нагрузки.

Исходя из вышеперечисленных ограничений, оптимальное размещение станции в графике нагрузки осуществляется путем подбора величин резерва мощности и базовой мощности (N_6) [6, 7]. Процесс также является итеративным.

Для оценки правильности работы алгоритма выполнены предварительные расчеты и взяты следующие исходные данные:

- совокупный график нагрузки ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги (годовой и суточный для рабочих дней) с различными сочетаниями параметров изменения формы и максимума;

- ГЭС ВКК, работающие в рассматриваемых ОЭС: Угличская, Рыбинская, Чебоксарская, Нижне-Камская, Нижегородская, Саратовская, Жигулевская. Водно-энергетический режим работы станций принят в соответствии с действующими «Правилами использования водных ресурсов водохранилищ», с учетом современных требований водопользователей и состояния нижних бьефов гидроузлов;

- Эвенкийская ГЭС с отметкой НПУ, равной 200 м и установленной мощностью 12 000 МВт, передающая

электроэнергию по ППТ в ОЭС Центра ($\Sigma_{\text{кпд ГЭС+ППТ}}$ на клеммах выпрямительной подстанции в ОЭС Центра равна 0,8);

- пиковые станции в графике нагрузки: ГТУ/ГТЭС с общей рабочей мощностью 731 МВт и Загорские ГАЭС с общей рабочей мощностью 2 040 МВт;

- расчетные ряды среднемесячных мощностей для рассматриваемых ГЭС Волжско-Камского каскада и ГЭС компенсатора (Эвенкийской ГЭС) общей продолжительностью 66 лет: с 1940 по 2005 гг., полученные с использованием программы «Каскад» [1]. Указанная продолжительность обусловлена максимальной доступной длительностью рядов наблюдения за стоком в створах рассматриваемых ГЭС;

- требуемая базовая мощность ГЭС компенсатора (N_6^T), составляющая 3 600 МВт (эквивалентна трем блокам атомной электростанции с реакторами типа ВВЭР-1200 проекта ВВЭР-ТОИ), обусловлена требованиями экономики.

В связи с тем, что непосредственным результатом работы алгоритма является большой массив данных (от 6000 строк в приложении Excel), в таблице приведены обобщенные (суммарные) параметры работы ГЭС компенсатора за расчетный период:

- коэффициент использования установленной мощности Эвенкийской ГЭС (КИУМ, %);

- величина неиспользуемой гарантированной отдачи Эвенкийской ГЭС по электроэнергии, отражающая величину холостых сбросов ($\Sigma_{\text{неисп}}^T$, ТВт·ч);

- коэффициент использования требуемой базовой мощности 3 600 МВт Эвенкийской ГЭС (КИУБ, %);

- максимальная величина тепловой мощности ($N_{\text{ТЭС}}$, МВт) для всего ряда лет (указывается при меняющемся максимуме нагрузки).

Серия первых тестовых запусков (варианты 1 — 4) проводилась без изменения графиков нагрузки, таким образом, чтобы неравномерности выработки электро-

Обобщенные результаты работы алгоритма при использовании различных исходных данных

Параметры	Номер варианта							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Исходные данные								
N_6^T , МВт	3600	3600 (кроме месяцев III — 3 000 и X, XI — 1 800)			3600			
$N_{\text{ГТУ/ГАЭС}}$, МВт	—	—	—	—	2 771			
ΔP_{max} , % в год	—	—	—	—	0,2	0,7		
Уплотнение графика нагрузки, % в год	—	—	—	—	—	—	0,2	0,5
Результаты								
КИУМ, %	53,85	57,59	55,81	54,24	55,49	57,53	57,26	56,82
$\Sigma_{\text{неисп}}^T$, ТВт·ч	4,390	0,330	0,390	0,450	1,230	0,610	0,590	0,560
КИУБ, %	91,67	91,57	91,57	91,58	91,52	91,50	91,51	91,53
$N_{\text{ТЭС}}$, МВт	42 744	42 744	42 622	41 578	—	—	—	—

энергии и участия в балансе мощности ГЭС ВКК полностью компенсировались Эвенкийской ГЭС. Соответственно величина тепловой мощности в общем балансе мощности ОЭС не менялась на протяжении всего ряда лет.

В варианте 1 представлено использование ГЭС ВКК и Эвенкийской ГЭС без учета других генерирующих источников в ОЭС. Этот вариант характеризуется большой величиной $\mathcal{E}_{\text{несп}}$, что связано с особенностями рядов распределения среднемесячной мощности в III, X, XI месяцах. Величина $N_6^T = 3\ 600$ МВт обуславливает использование всей выработки в базовой части графика нагрузки для лет с максимальной обеспеченностью. Это значительно уменьшает участие ГЭС компенсатора в покрытии графиков нагрузки и увеличивает параметр $N_{\text{ТЭС}}$ в указанные месяцы. При переходе к годам с меньшим показателем обеспеченности по среднемесячной мощности ограничение по $N_{\text{ТЭС}}$ не позволяет использовать всю среднемесячную мощность компенсатора, несмотря на работу станции только в базовой части графика нагрузки.

В варианте 2 проводилась корректировка N_6^T в указанные месяцы без учета других генерирующих источников в ОЭС. Показатель $\mathcal{E}_{\text{несп}}$ принимает минимальное значение, участие станции в покрытии графиков нагрузки увеличивается (КИУМ) при незначительном уменьшении участия станции в покрытии базы графика (КИУБ).

Варианты 3 и 4 отражают корректировку N_6^T в указанные месяцы с учетом работы ГТУ/ГАЭС. Появление ГТУ/ГАЭС в пиковой части графика нагрузки обусловлено меньшим участием компенсатора в покрытии графиков нагрузки в целом с увеличением участия в базе графика (КИУМ/КИУБ).

В вариантах 5 и 6 заданы параметры роста графиков нагрузки. Характерной особенностью данного режима является то, что величина тепловой мощности в зимние месяцы не меняется на протяжении нескольких лет до тех пор, пока позволяют ограничения по N_6^T и среднемесячной мощности компенсатора. Соответственно большая величина роста максимума нагрузки дает меньшую длину ряда лет с одинаковым показателем $N_{\text{ТЭС}}$ в зимние месяцы (от 8...10 лет при росте максимума на 0,2 % в год, до 3...4 лет при росте максимума на 0,7 % в год). Также при росте максимума нагрузки отмечается увеличение участия ГЭС компенсатора в покрытии графика нагрузки (КИУМ), незначительное падение величины базовой мощности и рост выработки ($\mathcal{E}_{\text{несп}}$).

В вариантах 7, 8 помимо роста максимумов задаются параметры изменения плотности графиков нагрузки. Это вызывает дальнейший рост выработки ($\mathcal{E}_{\text{несп}}$) и увеличение участия Эвенкийской ГЭС в базовой части графика нагрузки (КИУМ/КИУБ)

Таким образом, представленные результаты работы программы при разных сочетаниях входных данных вполне соответствуют логике. Это говорит о работоспособности и допустимости использования данного алгоритма для решения поставленных задач.

Литература

1. **Богуш Б.Б. и др.** Основные положения программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года // Энергетическая политика. 2016. № 1. С. 3—19.
2. **Александровский А.Ю., Силаев Б.И., Пугачев Р.В., Якушов А.Н.** Программный комплекс для проведения водохозяйственных и водноэнергетических расчетов каскадов ГЭС «Каскад» // Гидротехническое строительство. 2013. № 6. С. 9—11.
3. **Morgado F.** Programming Excel with VBA. N.-Y.: Apress, 2016.
4. **Walkenbach J.** Excel 2013. Power Programming with VBA. N.-Y.: John Wiley & Sons Inc., 2013.
5. **Moran M.** Engineering Analysis & Modeling with Excel VBA. North Charleston (USA): CreateSpace Independent Publ. Platform, 2017.
6. **Bizumic L., Cherkaoui R., Mousavi O.A., Arestova A.** HVDC Interconnections for Large Power Systems, the Path to the More Robust and Efficient Transmission Network. Bologna, 2011.
7. **Haoyong Chen, Honwing Ngan, Yongjun Zhang.** Power System Optimization: Large-scale Complex Systems Approaches. Singapore: John Wiley&Sons Inc., 2016.

References

1. **Bogush B.B. i dr.** Osnovnye Polozheniya Programmy Razvitiya Gidroenergetiki Rossii do 2030 Goda i na Perspektivu do 2050 Goda. Energeticheskaya Politika. 2016;1:3—19. (in Russian).
2. **Aleksandrovskiy A.Yu., Silaev B.I., Pugachev R.V., Yakushov A.N.** Programmnyy Kompleks dlya Provedeniya Vodohozyaystvennyh i Vodnoenergeticheskikh Raschetov Kaskadov GES «Kaskad». Gidrotekhnicheskoe Stroitel'stvo. 2013;6:9—11. (in Russian).
3. **Morgado F.** Programming Excel with VBA. N.-Y.: Apress, 2016.
4. **Walkenbach J.** Excel 2013. Power Programming with VBA. N.-Y.: John Wiley & Sons Inc., 2013.
5. **Moran M.** Engineering Analysis & Modeling with Excel VBA. North Charleston (USA): CreateSpace Independent Publ. Platform, 2017.
6. **Bizumic L., Cherkaoui R., Mousavi O.A., Arestova A.** HVDC Interconnections for Large Power Systems, the Path to the More Robust and Efficient Transmission Network. Bologna, 2011.

7. **Haoyong Chen, Honwing Ngan, Yongjun Zhang.** Power System Optimization: Large-scale Complex Systems Approaches. Singapore: John Wiley&Sons Inc., 2016.

Сведения об авторах

Александровский Алексей Юрьевич — доктор технических наук, профессор кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ», e-mail: ayaleksand@mail.ru

Клименко Владимир Викторович — доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник, заведующий научно-исследовательской лабораторией глобальных проблем энергетики НИУ «МЭИ», чл.-корр. РАН

Волков Дмитрий Михайлович — аспирант, инженер-исследователь кафедры гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ»

Information about authors

Aleksandrovskiy Aleksey Yu. — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI, e-mail: ayaleksand@mail.ru

Klimenko Vladimir V. — Dr.Sci. (Techn.), Professor, Chief Researcher, Head of Research Laboratory of Global Energy Problems NRU MPEI, Corresponding Member of RAS

Volkov Dmitriy M. — Ph.D.-student, Engineer-researcher of Hydro Power Engineering and Renewable Energy Sources Dept., NRU MPEI

Статья поступила в редакцию 12.05.2017