

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

УДК 621.316.726

И.В. ДРЁМИН, канд. техн. наук, ст. науч. сотр.
Институт общей энергетики НАН Украины,
ул. Антоновича, 172, г. Киев, 03680, Украина

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ОЭС С СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Разработана математическая модель процессов генерации на солнечных электростанциях (СЭС), входящих в состав объединенной энергосистемы. Модель построена на базе системы дифференциальных уравнений с нелинейными ограничениями с использованием дискретного преобразования Фурье при моделировании процесса генерации на СЭС. Проведены исследования влияния генерации на СЭС на процесс регулирования частоты в энергосистеме, в состав которой входят значительные мощности СЭС.

Ключевые слова: математическое моделирование, автоматическое регулирование, численные методы, система нелинейных дифференциальных уравнений, солнечные электростанции, потребители-регуляторы, генераторы-регуляторы.

Нестабильность выдачи мощности солнечных электростанций (СЭС) в сеть оказывает влияние, прежде всего, на процессы регулирования частоты в энергосистеме. Это приводит к большим дополнительным осложнениям при эксплуатации СЭС. Поэтому введение СЭС в структуру современных объединенных энергосистем (ОЭС) с учетом характера соответствующих процессов генерации приводит к необходимости всестороннего исследования соответствующих процессов регулирования и их влияния на работу всей энергосистемы. Именно с точки зрения влияния процессов генерации мощности СЭС на частоту и рассматривается задача моделирования процессов автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в данной статье.

Несмотря на актуальность в литературе практически отсутствуют публикации относи-

тельно влияния процессов генерации и особенностей СЭС на переходные процессы АРЧМ в объединенных энергосистемах. Публикации относительно влияния нестабильности генерации на режимы работы энергосистемы существуют, однако они отражают исследования в отношении влияния на суточный график нагрузки на энергосистему, без рассмотрения проблем регулирования частоты.

Исследование процессов генерации на СЭС значительных мощностей позволит смоделировать результаты их ввода в состав генерации ОЭС Украины и избежать проблем, с которыми сталкиваются развитые страны на пути интенсивного внедрения альтернативной энергетики.

На сегодняшний день в «большой» энергетике наибольшее распространение в качестве средства преобразования солнечного излучения в электроэнергию приобрели кристаллические фотоэлектрические модули. Кроме того, к

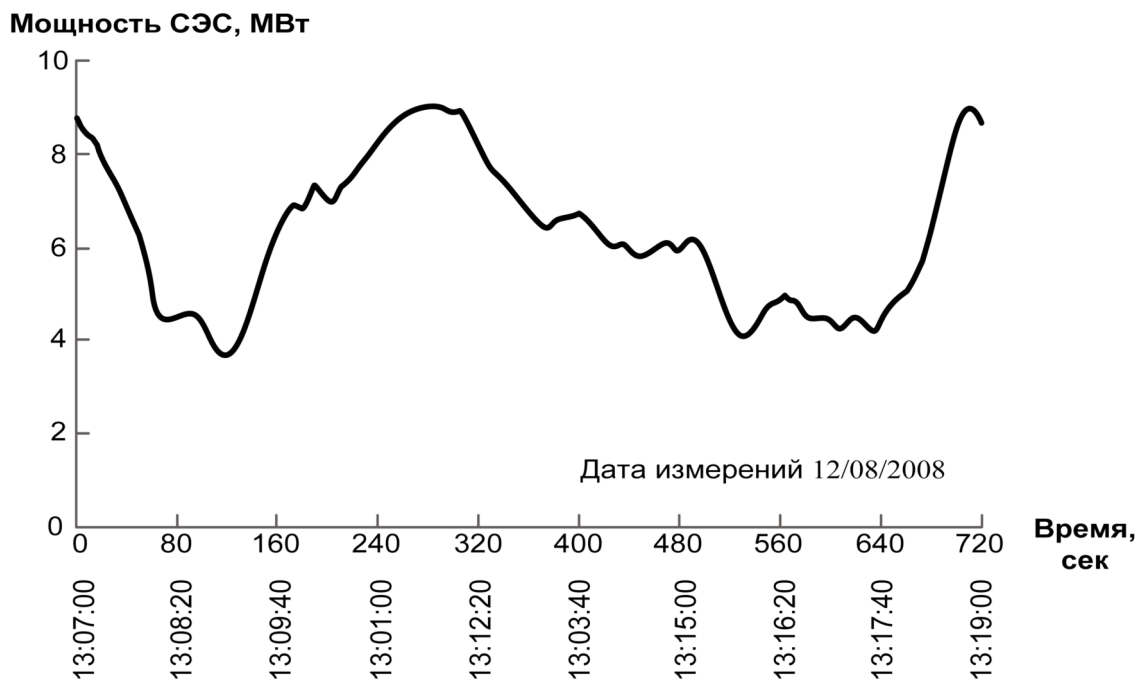


Рис. 1. Натурные данные измерения мощности СЭС

введению в структуру ОЭС Украины планируются СЭС, построенные на базе именно кристаллических солнечных фотоэлектрических модулей. Электростанции именно этих типов также уже функционируют в ОЭС Украины.

Одной из ключевых особенностей таких модулей является практически полное отсутствие инерционности при преобразовании лучистой энергии солнца в электроэнергию. Иными словами, можно считать, что это преобразование происходит мгновенно в отличие, к примеру, от ветровых электростанций, где совокупность вращающихся частей ветроагрегата (ротор, редуктор, генератор) обладают существенным моментом инерции, чье влияние [1] при моделировании процессов АРЧМ нельзя не учитывать.

На рис. 1 приведены фактические данные по генерации электроэнергии на СЭС в городе Миларго, Испания, расположенной в общей широте с южной частью Украины [3].

Как было упомянуто ранее, в отличие от ВЭС характерной особенностью СЭС является практически полное отсутствие инерционности и зависимости генерируемой мощности от текущей частоты в энергосистеме. Поэтому в качестве основы математической модели СЭС можно принять аппроксимацию графика выда-

чи мощности в сеть конкретной СЭС с сопутствующим нормированием по мощности и балансированием начальных условий (о чем будет сказано ниже).

Как видно из рис. 1, реальные графики скорости ветра представляют собой сложные кривые с многочисленными экстремумами и изломами, в связи с чем для их аппроксимации наиболее целесообразно использовать дискретное преобразование Фурье (ДПФ) [2]:

$$P_{СЭС}(t) = \frac{1}{2} A_0 + \sum_{k=1}^N (A_k \cos k\omega_0 t + B_k \sin k\omega_0 t), \quad (1)$$

где $\omega_0 = 2\pi/T$, k – номер гармоники, а коэффициенты A_0 , A_k , B_k рассчитываются по формулам:

$$A_k = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{2N} \left(P_{СЭС}(t_n) \cos \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k = 0, 1, \dots, N, \quad (2)$$

$$B_k = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{2N} \left(P_{СЭС}(t_n) \sin \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k = 0, 1, \dots, N, \quad (3)$$

где $P_{СЭС}(t_n)$ – таблично заданные значения мощностей СЭС в точках t_n . Эти точки получены путем оцифровки исходного графика

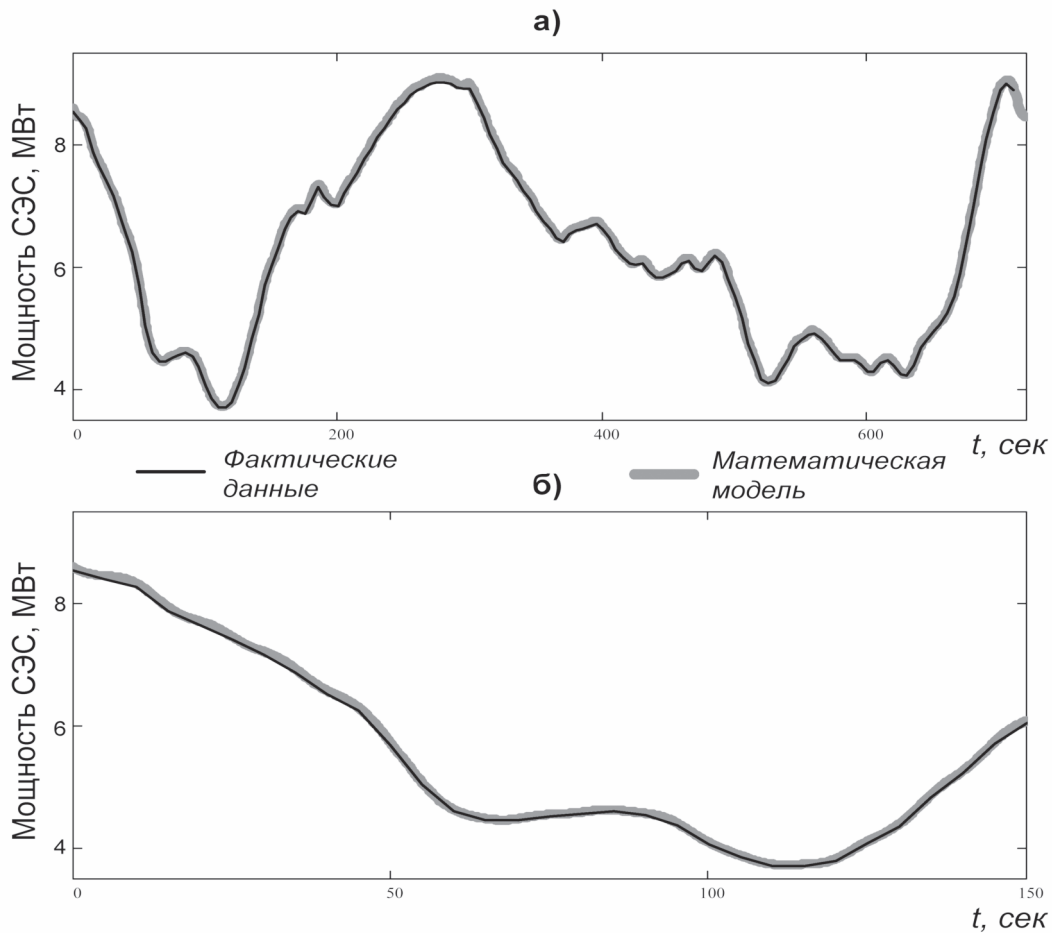


Рис. 2. Сопоставление результатов математической модели мощности, генерируемой на СЭС с фактическими данными

(рис. 1) с шагом 2 сек.

Верификация модели мощности СЭС проводилась путем сопоставления фактических и рассчитанных показателей. На рис. 2,а в качестве примера приведен график мощности СЭС на всем рассматриваемом диапазоне, с детализацией начального отрезка продолжительностью – 150 сек (рис. 2,б). Видно, что фактические и расчетные значения практически совпадают. Это свидетельствует о достаточно высокой точности выполненной аппроксимации.

Конечная математическая модель, с учетом моделей генерации на СЭС представляет собой систему алгебро-дифференциальных уравнений и нелинейных ограничений, приведенную в [4], дополненную уравнениями (1) – (3). В качестве основной характеристики СЭС принята максимальная мощность, достигаемая на рассматриваемом промежутке времени.

Следует отметить, что установленная мощность СЭС в общем случае выше или равна максимальной.

Специфика определения начальных условий исследования процессов генерации на СЭС, входящих в состав ОЭС, заключается в том, что для чистоты эксперимента в начальный момент времени небаланс мощности в энергосистеме должен быть равным нулю – предполагается, что СЭС уже функционируют и выдают ненулевую мощность в энергосистему, тогда как энергосистема функционирует в нормальном режиме с мгновенным нулевым небалансом. Иными словами, необходимо подобрать начальные условия (мощности элементов энергосистемы) таким образом, чтобы выполнялось условие нулевого небаланса мощности в начальный момент времени последующего переходного процесса. Поэтому, был определен «закрывающий» элемент энергоси-

стемы, в качестве которого была выбрана мощность эквивалентной нагрузки. Другими словами, при добавлении в модель ОЭС мощностей СЭС мощность нагрузки увеличивается на мощность ВЭС в момент t_0 . Дополнительные эксперименты по адекватности такого подхода не обнаружили существенного влияния увеличения нагрузки (прежде всего за счет эффекта саморегулирования частоты) на параметры соответствующих переходных процессов.

С другой стороны, в начальный момент времени мощность СЭС, в общем случае, не является ни максимальной, ни минимальной. Тогда как мощность регулятора должна составлять значение, достаточное, чтобы осуществлять регулирование в диапазоне изменения мощностей СЭС, выдаваемые в сеть за рассматриваемый промежуток времени.

Таким образом, необходимо подобрать рабочую точку регулятора при помощи задания определенной начальной его мощности. Эта мощность подбирается таким образом, чтобы в течение процесса регулирования регулятор, при возможности, не достигал ни минимального, ни максимального ограничения по уровню мощности. Иными словами, регулирующие возможности регулятора должны быть задействованы наиболее эффективно. Это осуществляется путем проведения предварительной серии экспериментов, по результатам которой и определяется начальная мощность регулятора.

После определения рабочей точки регулятора по мощности окончательно рассчитывается «замыкающая» мощность нагрузки для обеспечения нулевого небаланса мощности в энергосистеме в момент t_0 . То есть, соответствующий график небаланса (рассчитывается в ПИК по результатам численного решения исходной системы уравнений) должен начинаться с нуля:

$$P_{\Delta P}(t_0) = \sum_{i=1}^I P_{zi}(t_0) + \sum_{n=1}^N P_{nn}(t_0) + P_{np}(t_0) + P_{zp}(t_0) - P_{nom}(t_0) + P_{csc}(t_0) = 0, \quad (4)$$

где $P_{\Delta P}(t_0)$ – небаланс мощности в энергосистеме в момент времени t_0 , P_{zi} – мощность эквивалентного i -го генератора, при общем их количестве равным I , $P_{nn}(t_0)$ – мощность эквивалентной n -й нагрузки при общем количестве N ,

$P_{np}(t_0)$ – мощность эквивалентного потребителя-регулятора, $P_{zp}(t_0)$ – мощность эквивалентного генератора-регулятора, P_{nom} – эквивалентная мощность потерь в сетях, P_{csc} – мощность эквивалентной СЭС.

Указанные выше «подготовительные» эксперименты проведены на специализированном программно-информационном комплексе (ПИК) «Частота». При этом, порядок проведения соответствующих числовых расчетов представляет собой, с одной стороны, алгоритм поиска искомых параметров математической модели (в т.ч. поиск сбалансированных по небалансу мощности начальных условий), а, с другой стороны – последовательность выполнения экспериментов, которая обеспечит полноту охвата режимов энергосистемы и ее структуры.

Проведение экспериментов с СЭС производилось для случая изолированного режима работы ОЭС Украины. Исследования выполнялись, в том числе, с целью определения возможностей регулирования вызываемых СЭС возмущений исключительно за счет регулирующих возможностей ОЭС Украины (с использованием генераторов- и потребителей-регуляторов). При этом моделировался наиболее напряженный режим работы энергосистемы (максимальная нагрузка – 24 ГВт).

По ходу исследований также определялись оптимальные параметры ПИД-закона регулирования в АРЧМ. При этих параметрах достигается минимально необходимая мощность регуляторов, позволяющая поддерживать отклонение частоты в энергосистеме в заданных пределах (0,2 или 0,02 Гц). Наиболее эффективные параметры законов регулирования определялись путем проведения экспериментов с моделью АРЧМ ОЭС Украины с СЭС в соответствии с ранее разработанной методикой (определяющей порядок варьирования пропорциональной, дифференциальной и интегральной составляющих закона регулирования и оценки степени их влияния на процесс регулирования). В качестве СЭС выступала эквивалентная электростанция мощностью 3ГВт.

В качестве генераторов-регуляторов при проведении экспериментов последовательно выступали пылеугольные энергоблоки (ПУ) ТЭС, энергоблоки газомазутных (ГМ) ТЭС и гидроагрегаты ГЭС.

В процессе исследования рассматривались следующие законы регулирования:

- пропорциональный (П-закон),
- пропорционально-дифференциальный (ПД-закон),
- пропорционально-интегральный (ПИ-закон),
- пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД-закон).

Благодаря оптимизации закона регулирования (параметры наиболее эффективного закона регулирования для потребителя-регулятора приведены на рис. 3,в) удастся снизить установленную мощность потребителя-регулятора вплоть до 520 МВт (рис. 3,в) в случае максимальной мощности СЭС 1000 МВт при допустимом отклонении частоты 0,02.

Следует отметить, что параметры наиболее эффективного закона регулирования определялись для каждого типа регулятора (потребителя-регулятора, ГЭС, ПУ ТЭС, ГМ ТЭС)

индивидуально. Это обусловлено, прежде всего, разными технологическими ограничениями для регуляторов различного типа. Так, для потребителя-регулятора существенным является ограничение на уровень максимальной мощности (на рис. 3,в это ограничение проявляется в виде горизонтальной полки с координатами $t \approx 120$ сек, $P_{ПР} = 520$ МВт). Для генераторов-регуляторов это ограничение практически не играет роли (что можно увидеть из рис. 4, 5).

На рис. 4–6 представлены примеры результатов экспериментов с различными типами генераторов-регуляторов. Из этих примеров можно увидеть, что даже для СЭС, динамика изменения мощности которой по сравнению с ВЭС является значительно менее динамичной, гидроагрегаты ГЭС компенсируют возмущение от ВЭС на пределе своих способностей по быстродействию. Тогда как при прочих равных условиях пылеугольные и газомас-

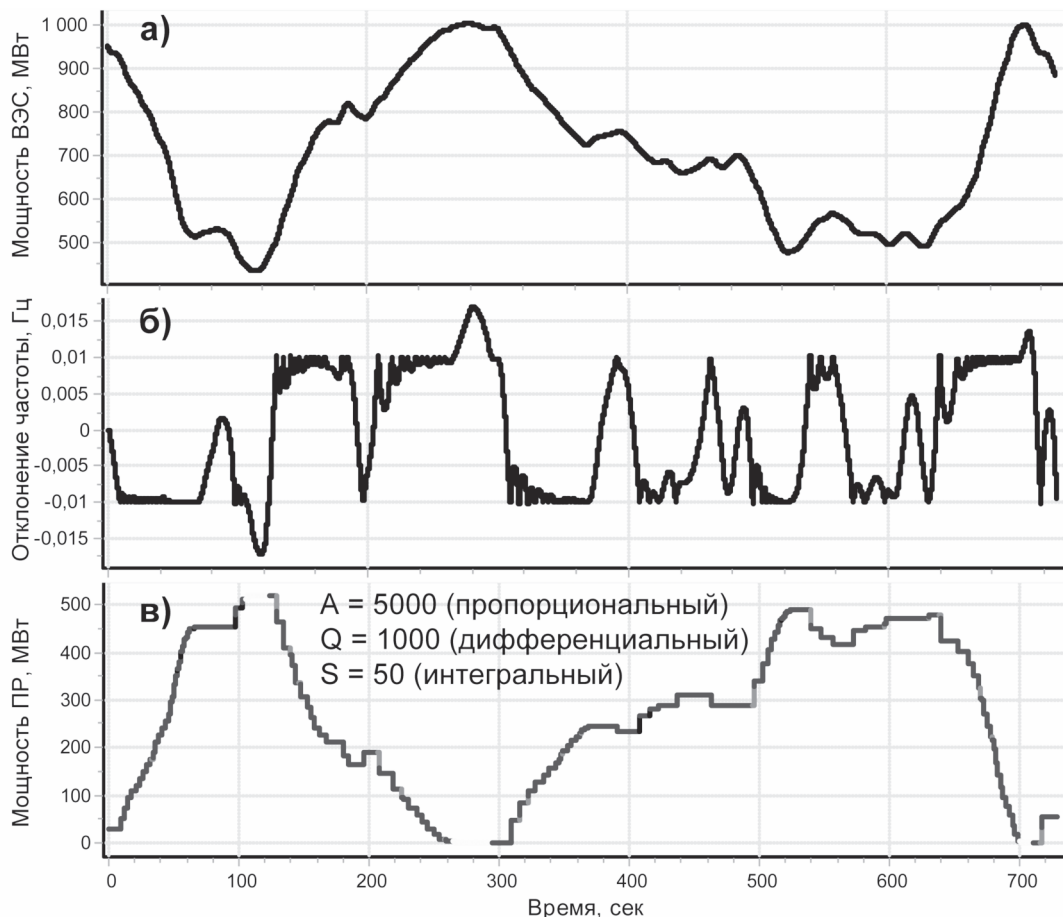


Рис. 3. Процесс АРЧМ с оптимальным законом регулирования для ПР в ОЭС, содержащей СЭС

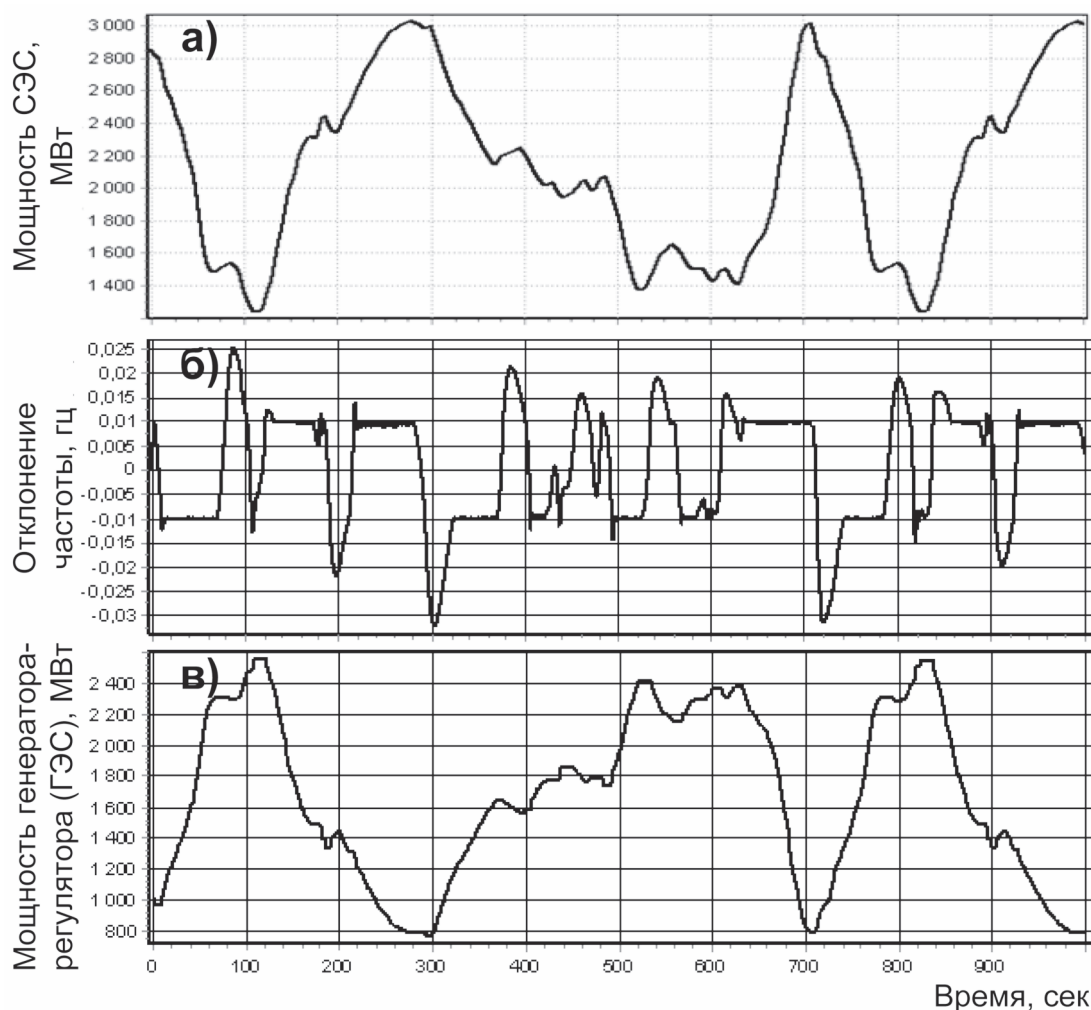


Рис. 4. Процесс регулирования частоты и мощности в ОЭС с СЭС (3 ГВт) и генераторами-регуляторами ГЭС (3 ГВт)

зутные энергоблоки оказываются практически несостоятельными, что касается адекватного регулирования частоты.

В отличие от регулирования возмущений от ВЭС [1] задействование в качестве регуляторов в ОЭС с СЭС гидроагрегатов ГЭС в принципе возможно при условии примерно равной установленной мощности ГР и максимальной мощности ВЭС (рис. 4).

Использование энергоблоков пылеугольных ТЭС при регулировании уже не дает необходимого эффекта относительно максимальных значений отклонения частоты (рис. 5). Видно, что ключевым технологическим ограничением для ПУ ТЭС является ограничение на скорость сброса/набора мощности. При этом эффективность регулирования становится неудовлетворительной.

Комбинированное задействование генераторов и потребителей-регуляторов, особенно в случае регулирования СЭС, также имеет положительный эффект (рис. 6). Однако это касается прежде всего использования гидроагрегатов ГЭС, тогда как при задействовании пылеугольных энергоблоков приемлемый процесс регулирования обеспечивается практически исключительно возможностями потребителей-регуляторов с их высоким быстродействием. Но даже на примере ГЭС видно, что регулирующее воздействие потребителя-регулятора носит заметно более интенсивный характер.

Таким образом, разработанная математическая модель процессов генерации на СЭС, включенная в состав математической модели системы АРЧМ, позволяет проводить исследования АРЧМ в объединенных энергосистемах

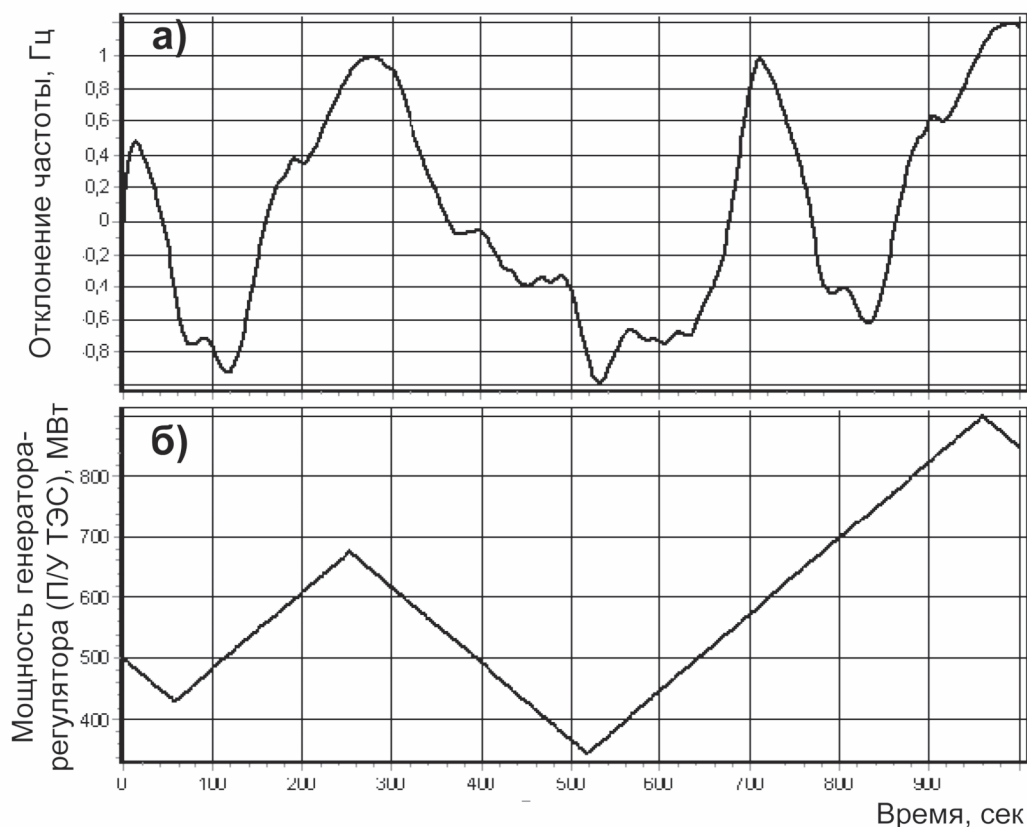


Рис. 5. Процесс регулирования частоты и мощности в ОЭС с генераторами-регуляторами ПУ ТЭС (3 ГВт) и СЭС (3ГВт)

при различной их структуре, типах регуляторов и их комбинации. Представленная модель позволяет также оценить граничные мощности СЭС в энергосистеме, при которых соблюдаются требования к процессам регулирования частоты (прежде всего ограничение на допустимое отклонение частоты – 0,2 или 0,02 Гц), что детально будет высветлено в дальнейших публикациях.

Выводы

1. При моделировании генерируемой на СЭС мощности с использованием натуральных данных дискретное преобразование Фурье является эффективным методом аппроксимации, обеспечивающим высокую точность. При этом разработанная математическая модель может описывать произвольное количество СЭС с различными техническими характеристиками.

2. В отличие от существующих представленная математическая модель процессов генерации на СЭС, включенная в модель АРЧМ, позволяет исследовать процессы регулирова-

ния как в системах АРЧМ с традиционными регуляторами (генераторами), так и в системах АРЧМ с быстродействующими потребителями-регуляторами. При этом процессы регулирования исследуются в нелинейной постановке, что позволяет использовать характеристики реальных регуляторов с нелинейными технологическими ограничениями и обеспечивает адекватность результатов расчетов и фактических показателей.

3. Выполнено цифровое моделирование СЭС, функционирующих в системе АРЧМ ОЭС Украины с генераторами и потребителями-регуляторами в различных режимах работы. В процессе моделирования задействованы наиболее эффективные параметры законов регулирования отдельно для каждого типа регуляторов (потребитель-регулятор, ГЭС, ПУ ТЭС, ГМ ТЭС).

4. Установлено, что для потребителей-регуляторов в ОЭС с СЭС существенное значение имеет ограничение на уровень ограничения по максимальной мощности. Тогда как для генераторов-регуляторов ключевым является

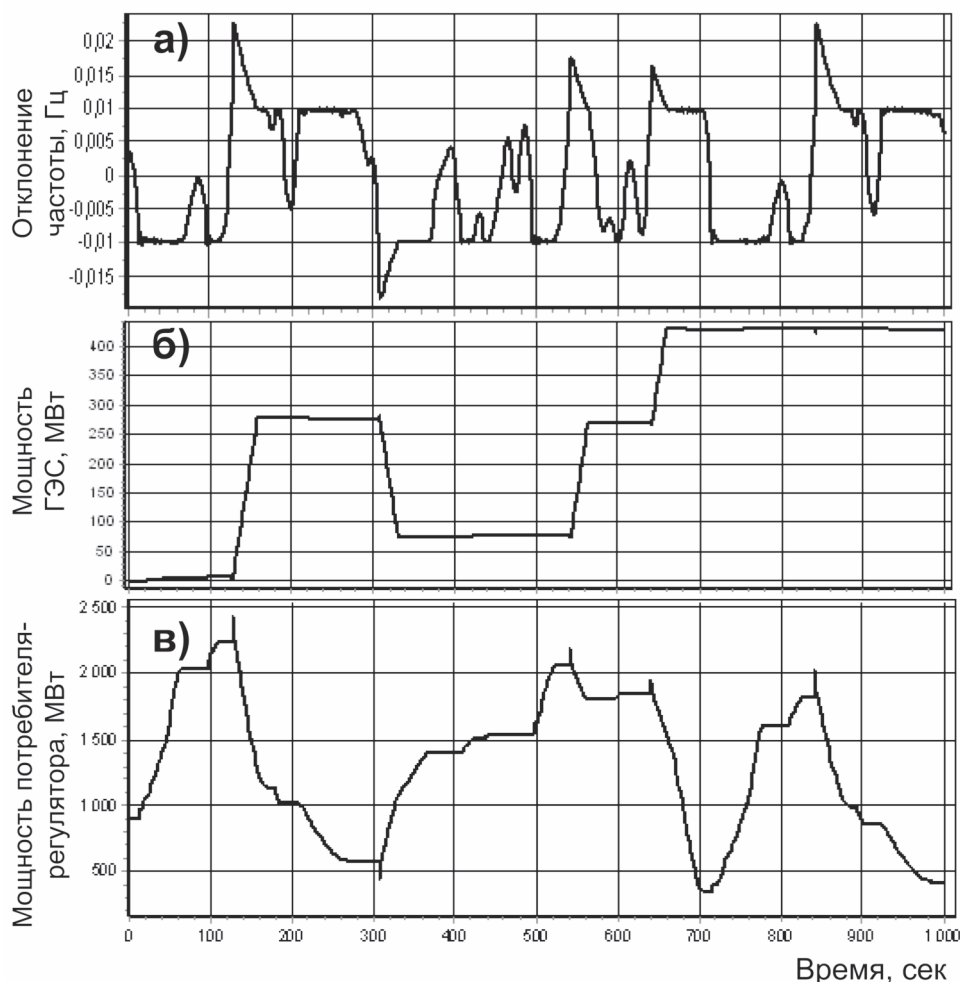


Рис. 6. Процесс регулирования частоты и мощности в ОЭС с СЭС (3 ГВт) и совместным действием генераторов-регуляторов ГЭС (432 МВт) и потребителей-регуляторов (2568 МВт)

ограничение на скорость набора/сброса мощности.

5. При равной максимальной мощности СЭС и ГЭС скорость набора/сброса мощности последней обеспечивает эффективное регулирование при допустимом отклонении частоты 0,02 Гц. При прочих равных условиях ни ПУ ТЭС, ни ГМ ТЭС не в состоянии удерживать отклонение частоты даже в пределах 0,2Гц.

1. *Дрёмин И.В.* Математическое моделирование и анализ влияния момента инерции вращающихся частей ВЭС на процесс регулирования частоты // Проблемы общей энергетики. – 2014. – Вып. 1 (36). – С. 33–38.

2. *Хемминг Р.В.* Численные методы /

Р.В. Хемминг. – М.: Наука, 1972. – С. 78–88.

3. *Javier Marcos, Luis Marroyo, Eduardo Lorenzo, David Alvira, Eloisa Izco.* Power output fluctuations in large scale PV plants: one year observations with one second resolution and a derived analytic model // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. – 2011. Volume 19, Issue 24.

4. *Кулик М.М., Дрьомін І.В.* Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах // Проблеми загальної енергетики. – 2013. – Вип. 4 (35). – С. 5–15.

Надійшла до редколегії 15.03.2016