

НАСТРОЙКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В.Е. Рудник, Р.А. Уфа, Я.Ю. Малькова
Томский политехнический университет

С каждым годом число проектов по внедрению энергетических объектов, функционирующих на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), увеличивается. Для разных частей энергосистем, в частности удаленных районов со слабыми связями, ВИЭ играют важную роль, когда речь заходит о электроснабжении потребителей. Одними из основных видов ВИЭ являются ветроэнергетические установки (ВЭУ) и фотоэлектрические установки (ФЭУ). При высокой доли внедрения ВИЭ в электроэнергетическую систему (ЭЭС) усугубляется задача управления и регулирования режима ЭЭС в случаях возникновения каких-либо возмущений [1, 2].

Особенностью современных крупных ФЭУ является способ подключения к сети с помощью инвертора, который выполнен на базе статического преобразователя напряжения. Динамические свойства такой связи отличаются от той что используется при подключении классических синхронных генераторов, соответственно снижается общая инерция энергосистемы в целом [3–6]. Таким образом, ввиду снижения общей инерции энергосистемы в зависимости от доли внедрения ВИЭ, появляются проблемы регулирования частоты, что связано с увеличением скорости изменения и отклонения частоты [5, 6].

Для решения обозначенной проблемы, возможно повысить инерционный отклик ФЭУ путем настройки и модернизации системы управления (СУ). Под модернизацией системы управления понимается применение блока синтетической инерции (СИ), а также настройка блока фазовой автоподстройки частоты [7–10].

На рисунке 1 представлена обобщенная схема блока синтетической инерции, которая используется в системе управления фотоэлектрической установки.

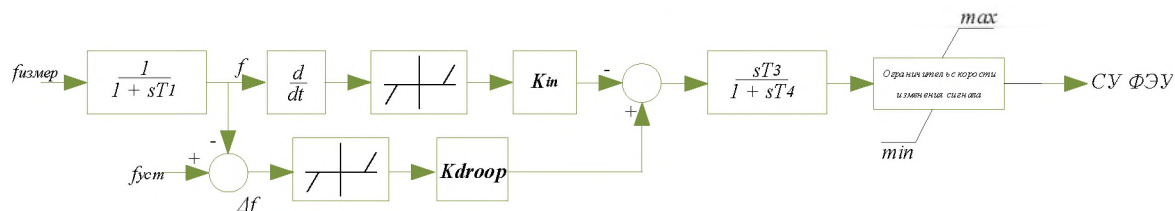


Рис. 1. Структурная схема блока двухканальной синтетической инерции

Применение дополнительных алгоритмов в системе управления ФЭУ позволяет обеспечивать отклик по частоте в виде выдачи мощности при изменении нагрузки в сети (отклик по частоте обеспечивается за счет наличия резерва мощности ФЭУ.), что отражает рисунок 2 [3, 6, 11].

Рисунок 2 демонстрирует, что с внедрением ФЭУ в ЭЭС наблюдается более глубокое снижение частоты до значения 41,16 Гц (кривая 3) при возмущении в ЭЭС (увеличение нагрузки в энергорайоне) в сравнении со сценарием без внедрения ФЭУ и том же возмущении, где частота снизилась до значения 49,48 Гц (кривая 1), данный сценарий считается более устойчивым, и чтобы приблизиться к нему использовалась модернизация СУ ФЭУ. При применении блока СИ частота сети снижается с меньшей скоростью, величина снижения частоты становится меньшей (кривая 2). Для получения более устойчивого переходного процесса возможно варьировать коэффициенты K_{in} и K_{droop} блока СИ.

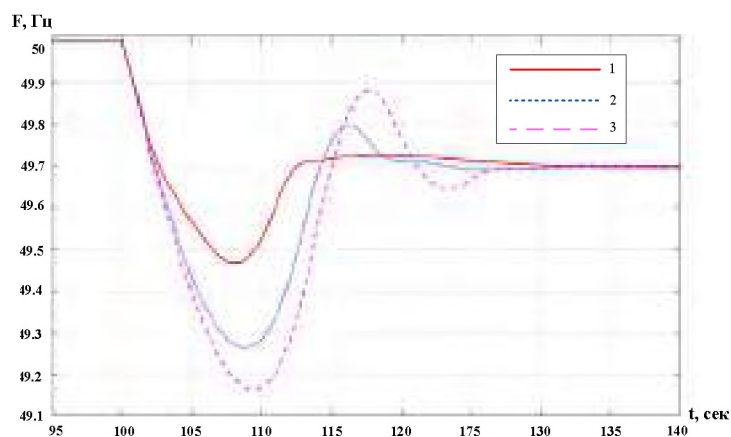


Рис. 2. Осциллограммы изменения частоты энергосистемы:
 кривая 1 – изменение частоты без внедрения фотоэлектрической установки, кривая 2 – изменение частоты с внедрением фотоэлектрической установки с модификацией системы управления, кривая 3 – изменение частоты с внедрением фотоэлектрической установки без модификации системы управления

Результаты показывают, что при изменении нагрузочного режима в сети с солнечной генерацией величина снижения частоты становится значительной, также возрастает скорость изменения частоты. Модернизация СУ ФЭУ приближает переходный процесс к традиционным ЭЭС и позволяет поддерживать устойчивую работу ЭЭС. Резервируемая мощность в ФЭУ, которая инжектируется за счет использования блока СИ, обеспечивает необходимый инерционный отклик.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Wu J. Z., Yan J. Y., Jia H. J., Hatziaegyriou N., Djilali N., Sun H. B. Integrated energy systems // *Applied Energy*, 2016, vol. 167, pp. 155–157. doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.075.
2. Renewable Energy Market Update 2021 // [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021>.
3. Huang S., Schmall J., Conto J., Adams J., Zhang Y., Carter C. Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience // *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1-7. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344713.
4. Liu H. et al. Subsynchronous Interaction between Direct-Drive PMSG Based Wind Farms and Weak AC Networks // *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, vol. 32, no. 6, pp. 4708-4720. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2682197.
5. Rudnik, V.E., Ufa, R.A., Malkova, Y.Y. Analysis of low-frequency oscillation in power system with renewable energy sources // *Energy Reports*, 2022, 8, pp. 394–405.
6. Ufa, R.A., Malkova, Y.Y., Rudnik, V.E., Andreev, M.V., Borisov, V.A. A review on distributed generation impacts on electric power system // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(47), pp. 20347–20361.
7. Cheng Y., Azizipanah-Abarghooee R., Azizi S., Ding L., Terzija V. Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review // *Applied Energy*, 2020, vol. 279, 115798. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115798>.
8. JWG C2/C4.41: Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of Networks // [Электронный ресурс]. URL: <https://e-cigre.org/publication/wbn022-impact-of-high-penetration-of-inverter-based-generation-on-system-inertia-of-networks>.
9. Johnson S.C., Rhodes J.D., Webber M.E. Understanding the impact of nonsynchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways // *Applied Energy*, 2020, vol. 262, 114492. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114492>.

10. Seneviratne Chinthaka, Ozansoy C. Frequency response due to a large generator loss with the increasing penetration of wind/PV generation – A literature review // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, vol. 57, pp. 659-668. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.051.
11. Рудник В.Е., Суворов А.А., Рубан Н.Ю., Андреев М.В., Бай Ю.Д. Исследование функционирования алгоритма синтетической инерции в электроэнергетических системах разной плотности // iPolytech Journal, 2022. Т. 26. № 3. С. 465-486.

Исследование выполнено в рамках гранта Российского научного фонда № 21-79-00275.

Научный руководитель: к.т.н. Р.А. Уфа, доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ

ЗАЩИТА ОТ ИМПУЛЬСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СЕТЯХ 0,4 КВ

М.Ю. Покацкий, Е.Д. Троицкий
Томский политехнический университет
ИШЭ, ОЭЭ, группа 5А04

В современных домах стало нормой, что в распределительных щитках должны устанавливаться электросчетчик, автоматические выключатели, и многие другие компоненты, но целью данной работы является рассказать почему следует применять ограничитель перенапряжения (ОПН) в сетях 0,4 кВ. Принцип работы ОПН строится на том, что при штатной работе он не пропускает ток, но в случае возникновения перенапряжения, ограничитель перенапряжения способен резко понизить свое сопротивление, побуждая импульс пройти через него, тем самым убережет содержимое щитка, либо бытовые приборы.

На рисунке 1 показаны примерные размеры 8 корпуса ТПУ, высота H равняется примерно пятнадцати метрам. Используем формулу для вычисления вероятности удара молнии в дом с определенными размерами:

$$N = ((A + 6H)(B + 6H) - 7,7 \cdot H^2) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где A – длина здания, 120 м; B – ширина здания, 102 м; H – высота здания, 15 м; n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности, 1/(км²*год) (по данным, в Томской области, среднегодовое число ударов молнии на км² равняется 4,2).

Используя формулу 2, вычислим период прямого удара молнии по зданию.

$$T = \frac{1}{N}. \quad (2)$$



Рис. 1. Линейные размеры 8 корпуса ТПУ

Подставляя данные в формулу, получается, что молния ударяет 1 раз в 6 лет. На основе полученной информации делаем вывод, что удар молнии и, соответственно, появление импульсного перенапряжения достаточно вероятно. В таком случае, электрооборудование может