

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОБЪЕКТОВ ВИЭ НА КОЛЕБАТЕЛЬНУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЭС

**Я.Ю. Малькова**

*Томский политехнический университет,  
ИШЭ, ОЭЭ, гр. АЗ-42*

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

Сегодня имеет место тенденция к расширению представления объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в современных электроэнергетических системах (ЭЭС). Так, согласно Global Electricity Review 2023 [1], в 2022 году установленная мощность объектов ВИЭ (без учета гидроэлектростанций) достигла значения в 12 % от суммарной мощности мировой генерации.

Однако увеличение количества, единичной и суммарной установленной мощности объектов ВИЭ предопределяет увеличение степени влияния данных объектов на функционирование ЭЭС в целом, в том числе приводя к возникновению колебаний мощности. Последние, в свою очередь, негативно сказываются на устойчивости современных ЭЭС, создавая серьезные проблемы [2–4].

Описанное выше влияние обусловлено имеющимися особенностями подключения объектов возобновляемой генерации к сети, приводящими к снижению общей инерции. Так, даже относительно небольшие возмущения в ЭЭС могут привести к ситуации, когда углы синхронных генераторов будут колебаться друг относительно друга. Это есть предпосылка к возникновению незатухающих колебаний мощности и в целом к нарушению устойчивости ЭЭС.

Проблема возможного нарушения устойчивости ЭЭС после внедрения одного или нескольких объектов ВИЭ усугубляется еще и тем, что ранее (до массовой локальной установки объектов возобновляемой генерации) в ЭЭС подобного рода колебаний мощности не возникало. Соответственно, их эффективное демпфирование в настоящее время затруднено, при существующих традиционных методах и средствах демпфирования колебаний и настроенных значениях параметров последних. Известно, что в нашей стране таким средством является система автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов [5, 6].

Стоит отметить, что несмотря на то, как уже было упомянуто выше, объектам ВИЭ преимущественно свойственна локальная установка, в сетях низкого и среднего классов напряжения, ближе к конечному потребителю, путь распространения возникающих колебаний мощности может достигать и магистральных сетей, приводя к так называемым межрайонным или межзональным колебаниям (в рамках данной статьи остановимся на втором варианте). Межзональные колебания, в свою очередь, плохо поддаются демпфированию, поскольку магистральные сети, как правило, функционируют на максимально возможной передаваемой мощности. В данном случае для демпфирования колебаний применяется введение искусственных ограничений на передаваемую мощность, с возможными последствиями в виде нарушения колебательной устойчивости ЭЭС [7, 8] и системных аварий [9].

Проведенная работа, часть выдержек из которой кратко представлена в рамках данной статьи, посвящена изучению влияния объектов ВИЭ, а точнее их мощности и размещения, на устойчивость ЭЭС. В качестве объекта ВИЭ принята солнечная электростанция (СЭС).

В качестве исследуемой схемы принята схема двухзональной четырехмашинной ЭЭС [10], приведенная на рис. 1. Данная схема не случайна и имеет свое название – «схема Кундура». Широко применяется в задачах анализа режимов работы ЭЭС, для отработки новых методов

и средств повышения эффективности функционирования и устойчивости современных энергосистем, а также в исследованиях, целью которых является идентификация и демпфирование колебаний мощности.

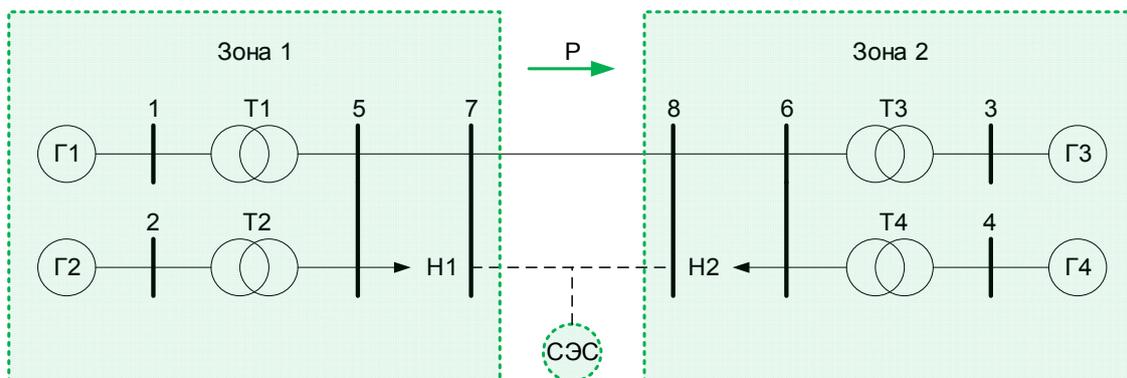


Рис. 1. Исследуемая двухзональная четырехмашинная ЭЭС («схема Кундура»)

Исследуемая схема (рис. 1) содержит две зоны, каждая из которых представлена двумя генерирующими установками:

- зона 1 – избыточная зона (зона, характеризующаяся наличием избытка мощности, передающая);
- зона 2 – дефицитная зона (зона, характеризующаяся наличием дефицита мощности, принимающая).

Зоны включают в себя следующее оборудование:

- зона 1 – генераторы Г1 и Г2, трансформаторы Т1 и Т2, нагрузку Н1 (узлы 1, 2, 5, 7);
- зона 2 – генераторы Г3 и Г4, трансформаторы Т3 и Т4, нагрузку Н2 (узлы 3, 4, 6, 8).

Зоны соединены между собой двумя параллельными протяженными линиями между узлами 7 и 8, к которым подключается СЭС.

Режим подобран так, что из Зоны 1 в Зону 2 поддерживается постоянный переток мощности, равный 1,1 МВт.

Проведенные эксперименты заключались в следующем. Сначала была рассмотрена установка СЭС в Зону 1 (узел 7), с пошаговым увеличением ее мощности. Величина шага принята равной 50 МВт, максимальное значение мощности СЭС – 400 МВт. Затем СЭС была размещена в Зоне 2 (узел 8), с увеличением мощности с тем же шагом.

Для каждого случая определены собственные значения корней характеристического уравнения, которым описывается исследуемая схема, с текущим набором оборудования, в подпрограмме Power System Analysis Toolbox (PSAT) [11] программного комплекса MATLAB. Полученные значения корней характеристического уравнения исследуемой схемы для рассмотренных случаев обобщены и приведены ниже, на рис. 2.

Так, на рис. 2, а и б представлены локальные колебания Зоны 1 и Зоны 2 соответственно (расположенных в них генерирующих установок). На рис. 2, в – межзональные колебания Зоны 1 и Зоны 2.

Рис. 2, а и б позволяют сделать вывод, что вне зависимости от локализации СЭС относительно узлов исследуемой схемы (размещение в Зоне 1 или в Зоне 2) наблюдается тренд на смещение влево собственных значений корней характеристического уравнения исследуемой схемы при увеличении мощности внедряемого объекта генерации в рамках заданного диапазона изменения мощности. Выявленная закономерность смещения влево корней характеристического уравнения определяет повышение устойчивости исследуемой схемы и улучшение ее демпфирующих свойств с увеличением мощности СЭС.

Кроме того, согласно рис. 2, а, б и в установке СЭС любой мощности в рамках заданного диапазона изменения мощности внедряемого объекта в Зону 1 (избыточную зону) соответствуют собственные значения корней характеристического уравнения исследуемой схемы, которые в каждом случае размещаются левее, чем при установке СЭС той же мощности в Зону 2 (дефицитную зону). То есть Зона 1 в данном случае является более предпочтительной для размещения СЭС, в рамках задачи повышения устойчивости ЭЭС за счет внедрения локальной генерации, представленной объектом ВИЭ, в частности, СЭС.

Рис. 2, в вынесен для отдельного рассмотрения ввиду того, что представленные на нем зависимости несколько отличаются от зависимостей рис. 2, а и б. Так, при внедрении СЭС в Зону 2 (дефицитную зону) наблюдается смещение корней характеристического уравнения исследуемой схемы вправо, то есть имеет место ухудшение устойчивости ЭЭС в целом. В то же время внедрению СЭС 200 МВт и более соответствует тенденция изменения положения (смещения) корней характеристического уравнения на комплексной плоскости, описанная ранее и представленная на рис. 2, а и б.

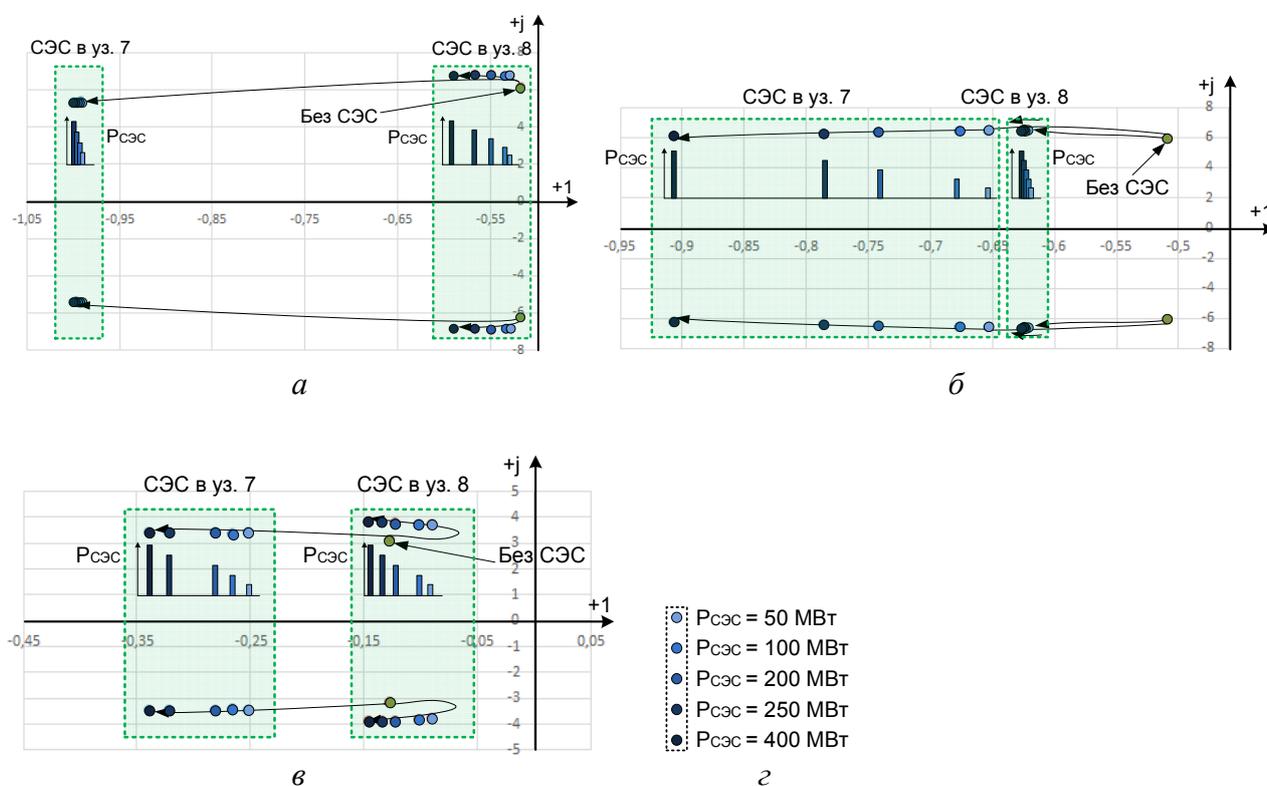


Рис. 2. Расположение собственных значений корней характеристического уравнения на комплексной плоскости при подключении СЭС разной мощности в Зоне 1 (узел 7) и в Зоне 2 (узел 8) исследуемой схемы: а) локальные колебания в Зоне 1; б) локальные колебания в Зоне 2; в) межзональные колебания Зоны 1 и Зоны 2; г) мощность внедряемой СЭС (цветовые обозначения)

Таким образом, полученные результаты позволяют сделать вывод, что размещение и мощность объекта ВИЭ (их изменение) оказывают влияние на устойчивость ЭЭС. При этом для исследуемой схемы, в рамках рассмотренных сценарных условий характер данного влияния положительный (улучшение демпфирующих свойств), в том числе при кратном увеличении мощности внедряемого объекта ВИЭ в рамках заданного диапазона изменения его мощности.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Global Electricity Review 2023 // Ember. 2023. – URL: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023/> (дата обращения: 13.11.2023).
2. Hu J., Wang S., Tang W., Xiong X. Full-Capacity Wind Turbine with Inertial Support by Adjusting Phase-Locked Loop Response // IET Renewable Power Generation. – 2017. – V. 11. – Is. 1. – P. 44–53.
3. Liu H., Xie X., He J., Xu T., Yu Z., Wang C., Zhang C. Subsynchronous Interaction between Direct-Drive PMSG Based Wind Farms and Weak AC Networks // IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – V. 32. – Is. 6. – P. 4708–4720.
4. Liu C., Cai G., Ge W., Yang D., Liu C., Sun Z. Oscillation Analysis and Wide-Area Damping Control of DFIGs for Renewable Energy Power Systems Using Line Modal Potential Energy // IEEE Transactions on Power Systems. – 2018. – V. 33. – Is. 3. – P. 3460–3471.
5. Krismanto A.U., Mithulananthan, Krause O. Microgrid Impact on Low Frequency Oscillation and Resonance in Power System // 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT-Asia). – Melbourne, VIC, Australia, 2016. – P. 424–429.
6. Saadatmand M., Gharehpetian G.B., Moghassemi A., Guerrero J.M., Siano P., Alhelou H.H. Damping of Low-Frequency Oscillations in Power Systems by Large-Scale PV Farms: A Comprehensive Review of Control Methods // IEEE Access. – 2021. – V. 9. – P. 72183–72206.
7. Sun Z., Cai G., Yang D., Tang M. Impact of Different Wind Power Generators on Small Signal Stability of Power Systems // 2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). – Wollongong, NSW, Australia, 2015. – P. 1–6.
8. Garmroodi M., Hill D.J., Ma J., Verbic G. Impact of Wind Generation Variability on Small Signal Stability of Power Systems // 2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). – Perth, Australia, 2014. – P. 1–6.
9. Sahar P.A., Reza I., Tate J.E. Damping Inter-Area Oscillations Based on a Model Predictive Control (MPC) HVDC Supplementary Controller // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – V. 28. – Is. 3. – P. 3174–3183.
10. Kundur P. Power System Stability and Control. – New York, USA: McGraw Hill, 1994. – 1176 p.
11. Milano F. An Open Source Power System Analysis Toolbox // IEEE Transactions on Power Systems. – 2005. – V. 20. – Is. 3. – P. 1199–1206.

**ОБЗОР И СРАВНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК БЛОКОВ  
МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ КОМПАНИЙ,  
РАЗРАБАТЫВАЮЩИХ УСТРОЙСТВА  
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ**

**В.М. Нефедов**

*Томский политехнический университет,  
ИШЭ, ОЭЭ, гр. 5А01*

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

В данном обзоре представлено сравнение характеристик блоков микропроцессорной релейной защиты четырех разных компаний, занимающихся разработкой и производством релейной защиты и автоматики. Для сравнения характеристик блоков микропроцессорной релейной защиты были взяты такие терминалы, как терминал «БМР3-152» производства российской компании Научно-технического центра «Механотроника», терминал «БЭ2502А» производства российской компании Научно-производственного предприятия «ЭКРА», терминал «Seram S80» производства французской энергомашиностроительной корпорации «Schneider Electric», и терминал «REL670» производства шведско-швейцарской транснациональной корпорации.