

Рис. 2. Изменение генерируемой активной мощности при использовании управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора: Case1 – синий; Case2 – зеленый; Case3 – красный

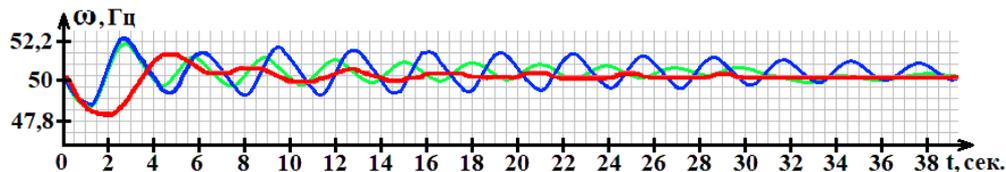


Рис. 3. Изменение частоты ( $\omega$ ) при использовании управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора: Case1 – синий; Case2 – зеленый; Case3 – красный

На рисунках 2-3 показаны осциллограммы аварийных переходных процессов. Из них видно, что использование управляющего воздействия противоаварийной разгрузки турбогенератора является эффективным способом ликвидации аварийного избытка активной мощности. Также видно, что различные значения параметров управляющего воздействия противоаварийной разгрузки турбогенератора сильно влияют на характер разгрузки турбогенератора. Наиболее благоприятная разгрузка наблюдается при использовании Case3, в данном случае разгрузка турбогенератора происходит практически без перерегулирования и с минимальными синхронными качаниями, что свидетельствует о практически идеальном подборе значений параметров.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.

#### Литература

1. Andreev M. Hybrid real-time simulator of large-scale power systems [Text] / Gusev A., Ruban N., Suvorov A., Ufa R., Askarov A., Bemš J., Králík T. // IEEE Transaction Power System. – 2019 – V. 34(2). – P. 1404–1415.
2. Andreev M., Platform based on hybrid real-time power system simulator for development and research of intelligent power systems with active-adaptive networks [Text] / Sulaymanov A. // International Conference IEEE Eindhoven PowerTech - 2015.
3. Bhatt, N.B., Field experience with momentary fast turbine valving and other special stability controls employed at AEP's Rockport Plant [Text], IEEE Transactions on Power Systems. – 1996 – V.11 (1). – P. 155-161.
4. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies IEEE Power & Energy Society, Technical report 2013.
5. Dynamic Models Package „Standard-1“ GMB Dynamic Models for PPS, Siemens 2012.
6. Kosterev, D. Feasibility study of using synchronized phasor measurements for generator dropping controls in the Colstrip system [Text] / Esztergalyos, J., and Stigers, C.A. // IEEE Transactions on Power Systems. – 1998. – V. 13 (3). – P. 755-762.
7. Kundur, P. Power System Stability and Control [Book], McGraw-Hill, New York, 1994.
8. Turbine-governor models. Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool, Neplan, 2015.

#### АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ ВЕТРЯНУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ

Киньшин А.И., Малькова Я.Ю., Уфа Р.А.

Научный руководитель - доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Проблема возникновения и демпфирования низкочастотных колебаний известна и по-разному решается в электроэнергетических системах. Существующий подход, который главным образом ориентирован на изменения настроек автоматических регуляторов возбуждения, частоты и мощности генераторов, чрезвычайно сложен, трудно реализуем и ограничен в своих возможностях [3]. Помимо этого также происходит внедрение объектов возобновляемой энергетики, подключаемых через статические преобразователи напряжения, ввиду увеличения уровня генерируемой мощности, уменьшения инерции в системе, неустойчивого и непостоянного свойства энергии возобновляемых источников энергии, происходит постоянное изменение процесса в электроэнергетической системе, его частотного спектра и увеличивается возможность возникновения низкочастотных колебаний, параметры и траектория изменения которых отличны от низкочастотных колебаний в традиционных энергосистемах [1].

В качестве экспериментальной рассматривается энергосистема Томской области (рисунок 1), включающая в себя два характерных района: Южный район с преобладанием мощных источников генерации в виде электростанций и Северный район с большим количеством потребителей в виде объектов нефтяной и газовой промышленности.

В ходе выполнения исследования рассматривались следующие аспекты с целью получения результатов:

- Влияние места присоединения ветряной электростанции
- Влияние места возникновения возмущения на устойчивость режима
- Влияние параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения генерирующих единиц на возможности демпфирования возникающих при возмущении колебаний мощности

В роли возмущающего воздействия выступает трехфазное короткое замыкание длительностью 0,02 с на шинах распределительного устройства 110–750 кВ одной из электростанций, установленных в энергосистеме, а также на воздушной линии, представляющей собой связующий транзит между северной и южной частями энергосистемы [2].

Расчеты и оценка параметров электромеханических переходных процессов выполняются в программном комплексе для расчета переходных режимов и динамической устойчивости EUROSTAG.

Мощность рассматриваемой к установке в ходе данного исследования ветряной электростанции составляет 40 МВт.

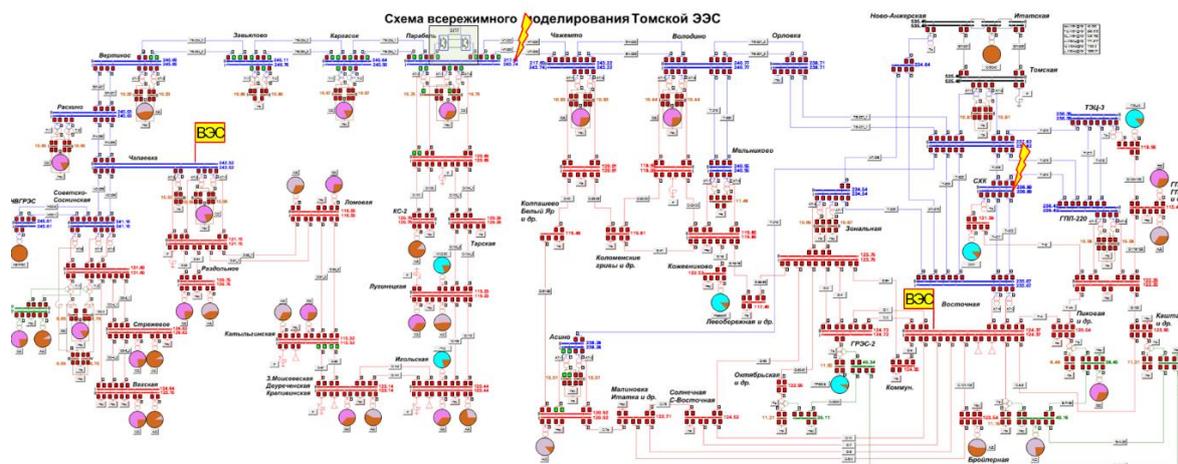
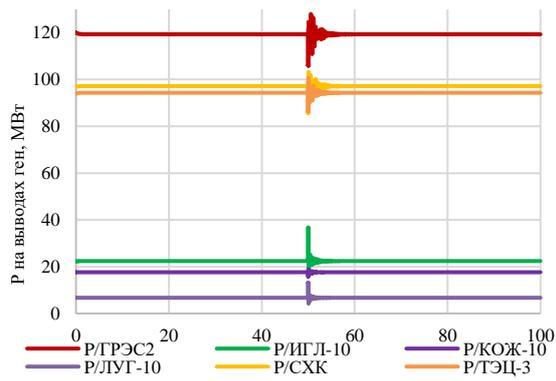


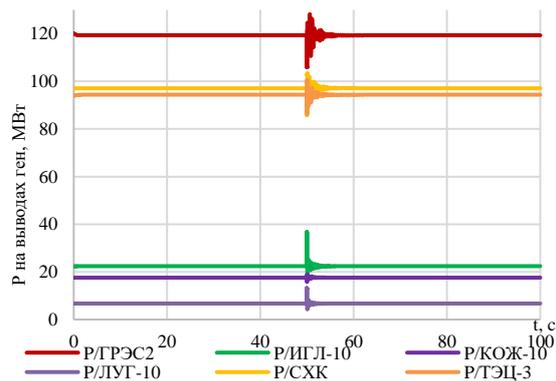
Рис. 1. Исследуемая схема Томской электроэнергетической системы

В первом и втором экспериментах, рассматривалась зависимость демпфирующих возможностей энергосистемы в зависимости от настройки устройств автоматического регулирования возбуждения генерирующих агрегатов настроены согласно [2]. По результатам первого эксперимента (рисунок 2) было установлено, что по окончании переходного процесса в системе остаются некоторые колебания мощности частотой около 2 Гц на протяжении еще 11 секунд. Согласно методическим указаниям по настройке автоматических регуляторов возбуждения, если колебания в системе прекращаются по истечению 15 секунд, то демпфирующие возможности агрегатов признаются удовлетворительными. Как видно по результатам второго эксперимента (рисунок 3), время, за которое происходит полное гашение возникших в сети колебаний мощности уменьшилось. Следовательно, можно утверждать, что более точная настройка регуляторов возбуждения позволяет в некоторой мере решить проблему гашения низкочастотных колебаний, но, как и упоминалось ранее, настройка каждого устройства индивидуально – сложный и трудоемкий процесс.

В третьем и четвертом опытах рассматривалась зависимость демпфирующих возможностей энергосистемы от места возникновения возмущения. В ходе третьего эксперимента трехфазное короткое замыкание возникло на одной из цепей линии 220 кВ Парабель-Чажемто. Как видно (рисунок 4), длительность колебаний более 15 секунд, наиболее явно это заметно при рассмотрении графика мощности на зажимах ГРЭС-2, где колебания заметны вплоть до 18 секунды после момента короткого замыкания.



**Рис.2. Результаты первого эксперимента**



**Рис.3. Результаты второго эксперимента**

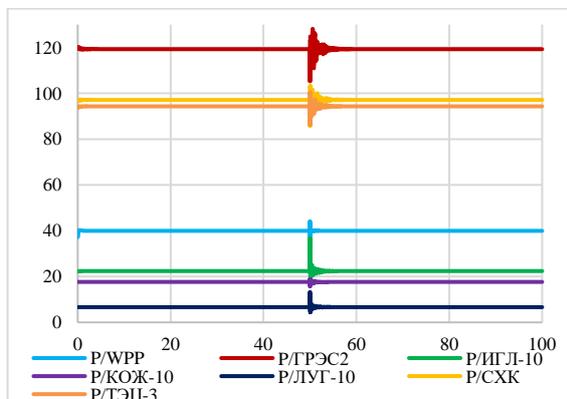
Для анализа демпфирующих возможностей необходимо прибегнуть к расчету по формуле (1)

$$D = \frac{\Delta P_{\text{рег}}}{\Delta P_B} = \frac{0,01}{126,25} = 0,00073 \quad (1)$$

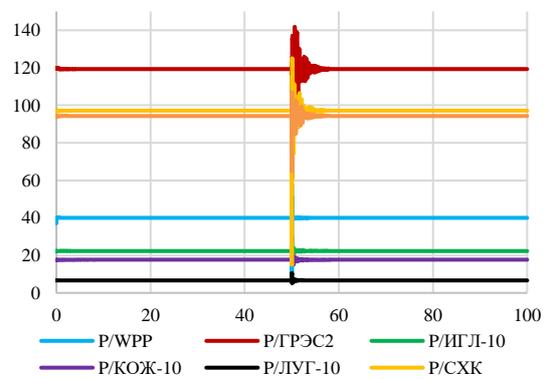
где  $\Delta P_B$  – диапазон изменения зарегистрированного параметра электромеханического переходного процесса, МВт;  $\Delta P_{\text{рег}}$  – величина регулирования, МВт [1].

Степень демпфирования переходного процесса меньше 0,01, демпфирующие возможности энергосистемы являются эффективными [1], следовательно, демпфирующих возможностей агрегатов в системе достаточно для устранения низкочастотных колебаний. Присутствие же ветряной электростанции в данной части энергосистемы влечет лишь дополнительную подпитку места короткого замыкания со сторону места избыточной генерации, что и сказалось на продолжительности затухания.

В ходе четвертого эксперимента было смоделировано трехфазное замыкание на шинах 220 кВ СХК. По результатам (рисунок 5) видно, что в данном случае колебания демпфируются эффективно, что может быть следствием близкого расположения безынерционного источника энергии (ветряной электростанции), который позволил быстро устранить возникший небаланс, что и сказалось на скорости протекания переходного процесса.



**Рис.4. Результаты третьего эксперимента**



**Рис.5. Результаты четвертого эксперимента**

### Литература

1. Герасимов, А. С. Требования к ветряным и солнечным электроэнергетическим установкам, работающим в составе энергосистемы [Текст] / Ю. А. Каспрва // Требования к системам регулирования, управления и защиты возобновляемых источников электроэнергии при их работе в составе ЕЭС: протокол заседания секции «Управление режимами энергосистем релейной защитой и автоматикой» Некоммерческого партнерства «Научно-технический совет Единой энергетической системы». – М., 2017. – С. 7–33.
2. Методические указания по осуществлению диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» оценки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы. – Москва, 2019.
3. Эрдэнэбат, Э. Управление режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией (на примере Монгольской энергосистемы) [Текст]: дис. на соис. уч. степени канд. техн. наук / Эрдэнэбат Энхсайхан. – Новосибирск, 2019. – 178 с.