

З М І С Т

Співзасновники журналу
 ПАТ "Укргідроенерго"
 ПАТ "Укргідропроект"
 ДП "НЕК "Укренерго"
 ЗАТ АК "ЕНІАСЕЛЕКТРО"
 Інститут електродинаміки НАН України

Засновано в січні 2004 р.

Зареєстровано в Державному комітеті телебачення та радіомовлення України
 Реєстраційне свідоцтво КВ№ 8552 від 18 березня 2004 р.

Журнал входить до переліку затверджених ВАК України видань для публікації праць здобувачів вчених ступенів (бюл. ВАК № 6, 2011).
 (Постанова президії ВАК України № 1-05/4 від 22.02.11)

Видавець

ТОВ "Інститут електроенергетичних проблем"
 тел.: (044) 454-24-16; 454-25-23;
 E-mail: snl@ied.org.ua; gmf@ied.org.ua

Редакційна рада журналу

Голова редакційної ради
Сирота І.Г.

Заступники голови редакційної ради

Стопній Б.С., Потапник С.І., Шидловський А.К.

Члени редакційної ради

Бондаренко Ю.М.

Вошинський К.В.

Грубой О.П.

Карамушка О.М.

Кириленко О.В.

Кривицький В.В.

Кучер В.Г.

Лучніков В.А.

Резцов В.Ф.

Счастливий Г.Г.

Урманов О.Б.

Федоренко Г.М.

Шевчук В.М.

Шеф-редактор — Федоренко Г. М.

Заст. шеф-редактора — Вошинський К.В.

Випусковий редактор — Сорочкіна Н.Л.

Юридичне забезпечення — Голюкова С.В.

Відповідальний секретар — Гутіна Ж.С.

Комп'ютерна верстка та дизайн — Сорочкіна Н.Л.

Коректор — Біла Р.К.

Адреса редакції:

м. Вишгород, ПАТ "Укргідроенерго"

Тел.: (045-96) 5-82-05

Факс: (045-96) 2-20-07

E-mail: ptod@ges.kv.energy.gov.ua

Журнал друкується за рішенням:

Вченої ради Інституту електродинаміки НАН України

Протокол № 04 від 04.04.2013 р.,

та науково-технічної ради ПАТ "Укргідроенерго"

від 02.04.2013 р.

Оригінал-макет та друк: ТОВ "КВІЦ"

04080, м. Київ, вул. Фрунзе, 19-21

тел.: (044) 417-21-72; 462-48-51

У журналі здійснюється експертне рецензування та наукове редагування статей.

Передрук матеріалів дозволяється лише за письмовою згодою шеф-редактора.

При цитуванні посилання на журнал «Гідроенергетика України» обов'язкове.

Надіслані матеріали не повертаються.

Статистична інформація за 2012 рік та за січень 2013 року (фактична)..... 1

РАЗГОНЮК Г.О.

Будівництво Дністровської ГЕС: кризь призму часу..... 2

НАУКА – НАУКОВО-ТЕХНІЧНОМУ ПРОГРЕСУ В ГІДРОЕНЕРГЕТИЦІ

КИРИК В.В., САМКОВ А.В., ГУБАТЮК О.С.

Методи и способы ограничения перенапряжений линий электропередачи..... 5

ЖУК І.А.

Модельовання процесів в пристрої контролю ізоляції оперативного постійного струму..... 13

БОНДАРЕНКО Ю.Н., ПАВЛОВСКИЙ В.И., НОРЕНКОВ В.И., СУК С.П., ФУРМАН И.И.

Искусственный водоем энергетического назначения..... 16

ТИТКО О.І., УРМАНОВ О.Б., ФЕДОРЕНКО Г.М., ХУДЯКОВ А.В.

Аксіальний магнітний потік в зубцях крайніх пакетів статора потужних гідрогенераторів..... 21

ВАЙНБЕРГ А.И.

Расчет прочности сталежелезобетонной обделки напорного туннеля с учетом работы бетона..... 27

ЛЕВИЦЬКИЙ А.С., НОВІК А.І.

Визначення функції перетворення ємнісного сенсора контролю ступеня розпушення крайніх пакетів зубцевої зони осердя статора потужного генератора..... 33

КУЧЕРЯВАЯ И.Н.

Сверхвысоковольтные кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена..... 36

ЯСЕНЕНКО І.М.

Підвищення надійності роботи електричних схем власних потреб Кременчуцької ГЕС 43

МАЗУРЕНКО Л.І., ДЖУРА О.В., ДИННИК Л.М.

Асинхронні генератори піко- і мікро-ГЕС 45

КУЗЬМИН В.В., ШЕВЧЕНКО В.В.

Анализ нагрузочных режимов синхронных компенсаторов..... 48

ТРЕТЬЯК А.В.

Оределение ресурса стержней обмотки гидро- и турбогенераторов большой и средней мощности..... 54

ЕНЕРГЕТИЧНА МОЗАЙКА

45-ая Сессия Международного Совета по большим электрическим системам CIGRE..... 58

VI Міжнародна конференція "Світові тенденції та перспективи розвитку гідроенергетики України"..... 59

Харьковский физико-технический институт — колыбель ядерной физики и ускорителей заряженных частиц в СССР. К 80-летию расщепления атомного ядра 1932-2012 гг..... 62

КОНФЕРЕНЦІЇ, ВИСТАВКИ, СЕМІНАРИ



УДК 621.313.322

КУЗЬМИН В.В., докт. техн. наук, проф., директор
ООО "Элта - Инжиниринг", г. Харьков
ШЕВЧЕНКО В.В., канд. техн. наук, доцент
Национальный технический университет "ХПИ", г. Харьков



КУЗЬМИН В.В.



ШЕВЧЕНКО В.В.

АНАЛИЗ НАГРУЗОЧНЫХ РЕЖИМОВ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

Рассмотрены вопросы возможности и целесообразности перевода турбогенераторов, отработавших свой срок эксплуатации на электростанциях, мощностью до 200 МВт, в режим синхронных компенсаторов с целью компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях, а также вопросы оптимизации алгоритмов управления синхронными компенсаторами в режимах глубокого потребления реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях является достаточно эффективным мероприятием, улучшающим показатели установившихся ре-

жимов работы энергосистем:

- 1) снижается расход электроэнергии на ее передачу, что позволит снизить перетоки реактивной мощности;
- 2) поддерживается уровень напряжения в узлах сети;
- 3) снижаются затраты на оборудование - возможно уменьшение сечений проводов и кабелей, установленной мощности трансформаторов.

Вопрос оптимальной компенсации реактивной мощности необходимо формулировать отдельно для стадии эксплуатации и для стадии проектирования:

1) для эксплуатации — это задача оптимального управления существующими источниками реактивной энергии, что относится к техническим вопросам оптимального управления режимами работы сети;

2) для проектирования — это задача оптимального размещения источников реактивной энергии. Необходимо учитывать большое количество факторов (например, затраты на конденсаторы или другие средства компенсации, наличие площадей для их установки, и т. д.). Обычно есть несколько возможных вариантов решения, предпочтительность которых определяется, в том числе, и внешними условиями (например, наличием и содержанием нормативных документов).

Нагрузка в современных энергосистемах возрастает, текущий годовой прирост потребления электроэнергии составляет около 5,5 %. Уже к 2010 г. были восстановлены нагрузки уровня 1991 г. Но даже при этом фактическая мощность электростанций значительно меньше той, что бы-

ла в 1991 г. Поэтому рассмотрение вопроса оптимального размещения источников реактивной энергии и их вида становится все более актуальным.

Строительство тепловых электростанций (с учетом времени проектирования) длится около 5 лет, атомных — около 7–8 лет. Поэтому обеспечить должное количество новых электрогенерирующих мощностей с современными системами компенсации реактивной мощности практически невозможно. И это мировые проблемы. Поэтому реальным и технически возможным вариантом обеспечения электроэнергией потребителей всех категорий надежности является снижение потерь электроэнергии на всех стадиях ее производства, и особенно при передаче и потреблении, в частности, за счет качественной и полной компенсации реактивной мощности, [1, 2]. В качестве примера, можно указать данные зарубежного опыта: по данным VDEW (*Der Verband der Elektrizitätswirtschaft* — ассоциация немецких энергетических компаний), в распределительных электросетях Германии, благодаря компенсации реактивной мощности, было достигнуто значительное (до 10–15 %) снижение расходов электроэнергии на ее передачу.

Анализ законодательства, нормативных и методических документов по вопросу компенсации реактивной мощности показал, что в настоящий момент эта задача актуальна и для нее создан набор определяющих факторов (затраты, штрафные санкции и так далее). При этом в различных регионах страны стимулирование степени компенсации реактивной мощности (надбавки и скидки за потребление или генерацию) могут присутствовать или отсутствовать. В настоящее время имеющихся средств регулирования реактивной мощности недостаточно как по емкости, так и по принципу регулирования. Недостатки регулирующих средств по величине приводят к проблемам обеспечения постоянных уровней напряжения, что подтверждается отчетными режимами объе-



диненной энергосистемы (ОЭС) и применением для этих целей таких неоправданных мероприятий, как отключение высоковольтных линий электропередач (ЛЭП), что, в свою очередь, приводит к снижению надежности объединения в целом.

Дискретность регулирования напряжения с помощью шунтирующих реакторов (величина регулирующей ступени равна 300 Мвар) и ограниченность плавно – регулируемых средств (особенно ограниченность потребления реактивной мощности генераторами электростанций по требованию обеспечения динамической устойчивости) не обеспечивает оптимизации потерь электроэнергии в линиях электропередач и приводит к существенным экономическим потерям.

В этих условиях для ОЭС Украины актуальным и экономически выгодным мероприятием является использование генераторного оборудования электростанций, выводящихся из эксплуатации, в качестве синхронных компенсаторов (СК). Указанное относится, в первую очередь, к электростанциям, где напряжение шин генератора преобразуется в 750 кВ, а также электростанциям вблизи узлов 750/330 кВ коммутируемых на напряжении 330 кВ, [2, 4].

Удельная стоимость сооружения нового регулируемого узла компенсации реактивной мощности с установкой СК или статических преобразователей равна 40 ÷ 50 дол./квар. В то же время, использование в качестве компенсирующих систем генераторов, установленных на электростанциях и отработавших свой срок функционирования, будет на порядок ниже.

В энергосистеме Украины, включающей высоковольтные линии электропередач, стоит проблема поддержания уровня напряжения. Эти линии являются мощными источниками реактивной энергии емкостного характера, [3, 4], что, при ограниченной способности установленных на станциях генераторов, особенно на АЭС, потреблять реактивную мощность, приводит к недопустимому повышению на-

пряжения в сети, и, как следствие, к снижению уровня надежности как оборудования ЛЭП, так и турбогенераторов.

СК – электрическая вращающаяся машина, работающая в режиме холостого хода, т.е. без активной нагрузки, и предназначенная для стабилизации напряжения в точке подключения СК в пределах $\pm 5\%$ номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности. СК устанавливаются в тех точках единой энергосистемы (ЕЭС), где график нагрузки меняется в широких пределах, что существенно влияет на баланс реактивной мощности. Как правило, это подстанции 330–500 кВ, где СК присоединяется к шинам низшего напряжения 10–20 кВ.

СК, включенный в систему без возбуждения, потребляет реактивную мощность (индуктивный режим). Потребляемую в этом режиме реактивную мощность можно приблизительно рассчитать, как

$$Q_{СК} = U^2/x_d, \text{ вар}$$

где x_d – синхронное реактивное сопротивление СК, Ом.

При включении возбуждения и постепенном увеличении тока ротора СК переходит в режим генерирования реактивной мощности (емкостной режим).

Общепризнанным является, что нагрузочная способность турбогенераторов в режиме СК огра-

Таблица 1. Нагрузочные параметры синхронного компенсатора на базе ТВВ-500-2

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Данные ТВВ-500-2			
Полная мощность	S	МВА	588
Ток статора	I_H	кА	17,0
Номинальный ток возбуждения	i_H	кА	3,53
Ток холостого хода	i_0	кА	1,073
Режим синхронного компенсатора с перевозбуждением			
Максимальная реактивная мощность	$+Q_{max}$	Мвар	525
Ток статора	I	кА	15,2
Ток ротора	i	кА	3,53
Режим синхронного компенсатора с недовозбуждением			
Реактивная мощность	$-Q_0$	Мвар	214
Ток статора	I	кА	6,2
Ток ротора	i	кА	0
Максимальная реактивная мощность	$-Q_{max}$	Мвар	500 (588)*
Ток статора	I	кА	14,5 (17)
Ток ротора	$-i$	кА	1,26 (1,67)

* при отсутствии ограничений по нагреву концевой зоны сердечника статора

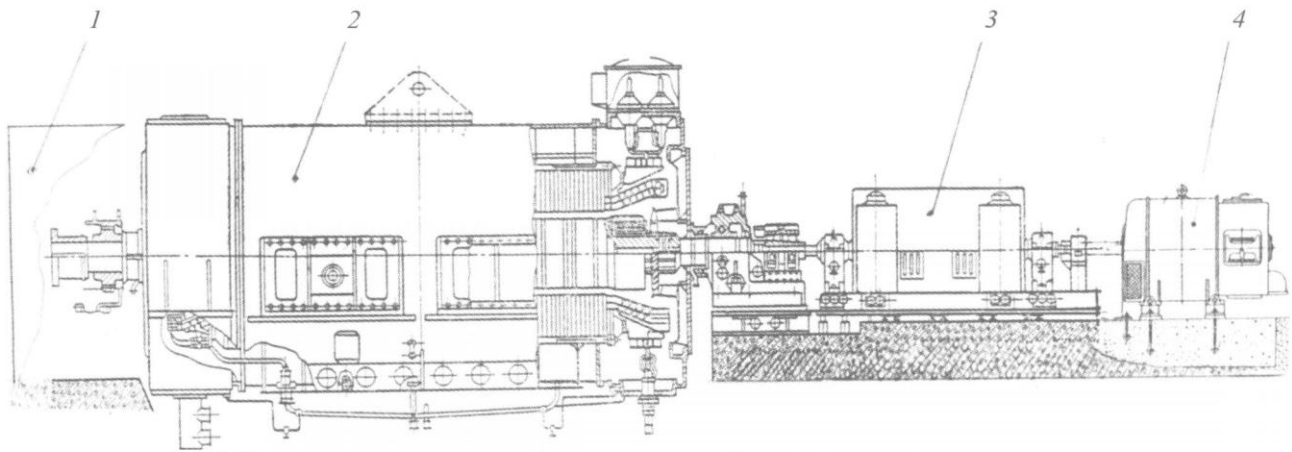
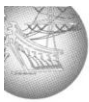


Рис. 1. Комплектация и установка турбогенератора для работы в режиме синхронного компенсатора
1 – защитный кожух полумуфты генератора и валоповоротного устройства; 2 – турбогенератор со вспомогательными системами газо-масло-водоснабжения. 3 – синхронный возбудитель. 4 – приводной асинхронный двигатель (может быть установлен и с противоположной стороны)

ничивается:

- при выдаче реактивной мощности $+Q$ – по току в обмотке ротора;
- при потреблении реактивной мощности $-Q$ – по току статора, по условиям нагрева концевой зоны сердечника статора и по условиям устойчивости (в режиме "отрицательного возбуждения").

В Табл. 1 приведены реальные и планируемые параметры синхронного турбогенератора ТВВ-500-2 в случае перевода его в режим СК. Многие исследователи считают, что проблему искусственной устойчивости в зоне недо возбуждения (начиная от $0,1 I_0$ и ниже) необходимо решать использованием обмотки ротора разгонного двигателя в качестве поперечной в режиме продольно-поперечного возбуждения. Т. е. предлагается на базе выводимого из эксплуатации турбогенератора создать СК с продольно-поперечным возбуждением.

В состав такой установки входят, Рис. 1:

- турбогенератор (с сохранением системы водо-газо-маслохозяйства, но в сокращенном объеме);
- синхронный возбудитель (СВ);
- разгонный двигатель, например, асинхронный с фазным ротором;
- кожух закрытия полумуфты генератора и валоповоротного устройства;
- устройство сопряжения вала СВ с разгонным асинхронным двигателем;
- фундаментная плита под разгонный асинхронный двигатель.

Шинопроводы, силовой трансформатор и ОРУ используются без изменений.

Система возбуждения подлежит модерниза-

ции для обеспечения возможности ее перехода в режим отрицательного возбуждения. Дополнительно требуется дооснащение установки СК следующими устройствами:

- устройствами для контактно – реостатного пуска приводного двигателя, например, асинхронного;
- устройства вывода приводного асинхронного двигателя на синхронные обороты (преобразователь частоты в цепи ротора на частоту до 2 Гц);
- устройства управления режимами работы СКП, включая систему регулирования токов обмотки ротора приводного асинхронного двигателя в режиме "отрицательного" возбуждения.

При проведении работ по подготовке и переводу турбогенератора в режим СК необходимо проводить работы по разработке технической документации и выполнению рабочего проекта, проведению ревизии оборудования, которое остается в эксплуатации или подлежит модернизации, например, система маслохозяйства и водоснабжения. Необходимо приобрести разгонный двигатель, дополнительное пуско-регулирующее оборудование и изготовить дополнительные узлы турбоагрегата, провести его сборку, наладку, включая приемочные испытания.

Как показывают расчеты, проведенные на ГП "Завод "Электротяжмаш", затраты на сооружение компенсаторной подстанции на базе штатного электротехнического оборудования приводят к удельным затратам на уровне 4 дол/кВА, в то время, как сооружение новой компенсаторной подстанции обходится на уровне 52,5 дол/кВА, [5,6].

Основным вопросом создания СК на базе турбогенератора является расчет его нагрузочных режимов. Если провести аналогию с машиной постоянного тока, то



$$I = (E - U)/R, \text{ А.} \quad (1)$$

В генераторном режиме $I > 0$ при $E > U$. В двигательном режиме $I < 0$ при $E < U$.

В СК соотношения аналогичны, но вместо R , следует использовать индуктивное сопротивление X .

Из анализа диаграммы Потье, [5], следует, что

$$E_v = \sqrt{U^2 \cos^2 \varphi + (I X_p + \sin \varphi)^2}, \text{ о. е.}$$

где E_v , о. е. – ЭДС, которая наводится в СК в нагруженном режиме; X_p , о. е. – индуктивное сопротивление Потье; I , о. е. – ток якоря (нагрузка). U , о. е. – напряжение СК в нагруженном режиме.

Соотношение (1) универсальное, оно связывает модули условных векторов ("фазеров") E_v , U , I . (Здесь в качестве условной единицы принята $U = 1$).

Однако векторные диаграммы, пусть даже для "фазеров", надо строить с учетом диапазона изменения параметров в пределах происходящих процессов в СК. Практически всегда, во всем диапазоне эксплуатации турбогенератора, можно считать:

1) \underline{U} и \underline{E}_v , всегда направлены взаимно противоположно. В то же время, угол нагрузки, согласно, например, данным СК-240, полученного путем преобразования ТГВ-200, составляет

$$\begin{aligned} \theta &= -\arcsin \frac{I_a X_p}{U} = -\arcsin \frac{P_M X_p}{S} = \\ &= -\arcsin \frac{0,8 \cdot 0,2}{240} \approx -0,04^\circ, \end{aligned} \quad (2)$$

где $S = 240$ Мвар – полная мощность СК-240; $P_M = 0,8$ МВт – механические потери (для СК-240); $X_p = 0,2$ о. е. – индуктивное сопротивление Потье (для данных СК-240).

Поэтому во всех случаях можно считать, что угол между векторами ЭДС и напряжения синхронного компенсатора

$$\angle(\underline{E}, \underline{U}) = \pi; \quad \underline{U} = U \bar{j}; \quad \underline{E}_v = -E_v \bar{j},$$

2) Т.к. СК фактически является индуктивностью, то ток якоря (реакция якоря) равен

$$\underline{I}_a = -\frac{E_v - U}{X_p} \bar{i}; \quad I = -I_a. \quad (3)$$

3) Согласно диаграмме Потье и при приведенных выше соотношениях, ток возбуждения

$$i_f = (i_E - i_a) \bar{i}, \text{ А,}$$

где

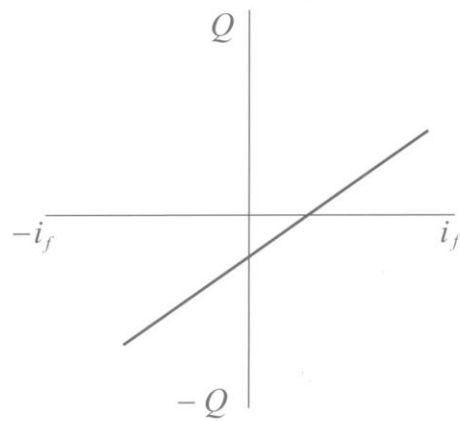


Рис. 2. Нагрузочная характеристика СК – прямолинейная зависимость $Q = f(i_f)$

$$i_a = I_a X_{ad} = -I X_{ad}, \text{ А.} \quad (4)$$

При построении векторных диаграмм всегда должны соблюдаться законы Кирхгофа, [7]. Тогда для СК:

$$\underline{U}_0 = -\underline{E}_{v0}; \quad \underline{I}_a = -I; \quad \underline{U} = U \bar{j}; \quad I = I \sin \phi \bar{i}.$$

В скалярном приложении для расчетов можно использовать соотношения между действующими значениями U , E_v и I (в о. е.)

$$E_v = U + I x_p \sin \varphi,$$

$$i_f = i_E - i_a = i_E + i, \quad i = x_{ad} I \sin \phi.$$

Традиционно нагрузочная характеристика СК изображается, как прямолинейная зависимость (Рис. 2) $Q = f(i_f)$, которая представляет собой "спрямленный" вариант U -образной характеристики. Как отмечается в [8], опытный (экспериментальный) вариант характеристики отличается от изображенной на Рис. 2 тем, что в последнем при расчете I_f не учитывается уровень насыщения магнитной системы, т. е. зависимость $i_E = f(E_v)$.

В Табл. 2 приведены данные для синхронного компенсатора на базе турбогенератора ТГВ-200-2Д ($Q = \pm 200$ Мвар; $U = 18$ кВ, $n = 3000$ об/мин).

Векторные диаграммы работы СК в различных режимах приведены ниже:

- в режиме холостого хода ($U = E, I = 0$), Рис. 3
- в режиме перевозбуждения ($\varphi = 90^\circ, \Delta E = E - U$), Рис. 4;
- в режиме недовозбуждения ($\varphi < 0$, напри-

Таблица 2. Данные для СК, созданного на базе турбогенератора ТГВ-200-2Д

Q , Мвар	+ 200	0	- 140	- 200
i_f , кА	1,7	0,7	0	- 0,3

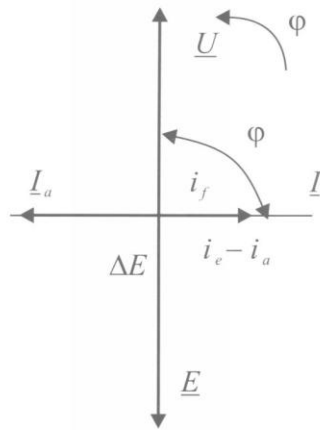
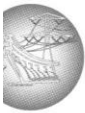


Рис. 3. Векторные диаграммы работы СК в режиме холостого хода

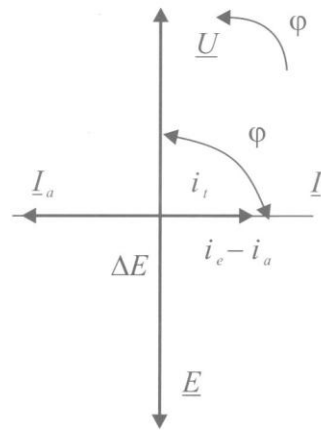


Рис. 4. Векторные диаграммы работы СК в режиме перевозбуждения

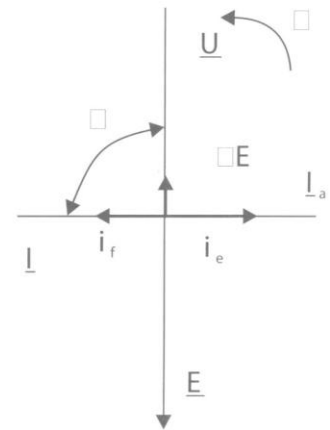


Рис. 5. Векторные диаграммы работы СК в режиме недо возбуждения

мер, $\varphi = -95^\circ$, $i_f = (i_e - i_a) \cdot \bar{i}$, $i_f < 0$, Рис. 5.

Необходимо отметить, что при $i_f = 0$, согласно (4), направление сохраняется неизменным, хотя величина его несколько уменьшается. Т. о.

$$E_{c0} = U - I_0 X_p$$

Т. е. при $I = U/X_d \approx 0,7$ о. е. и $X_p \approx 0,2$ о. е., $E_{c0} \geq 0,86 \cdot U_H$

Неизменность и достаточно высокое значение рабочего потока в этом режиме обеспечивает необходимый запас устойчивости работы СК, как за счет активной, так и реактивной (для генераторов $X_d \neq X_q$) составляющей двигательного момента ($\theta < 0$). В этом случае мощность СК может составить величину 0,6 – 0,8 передаваемой мощности, что делает применение подобных схем экономически оправданным и конкурентоспособным. Однако более подробное обсуждение этого вопроса выходит за рамки настоящей статьи.

Дальнейшее уменьшение установленной мощности промежуточных СК может быть получено при подборе регулирующих устройств, наиболее эффективных в каждом конкретном случае.

СК, установленные на промежуточных подстанциях, делят линию на самостоятельные участки, поддерживая напряжения в начале и конце каждого участка. Если мощность СК достаточна для того, чтобы обеспечить постоянство напряжения в точке их присоединения, то предел передаваемой мощности всей электропередачи будет определяться пределом мощности участка, имеющего наименьшую пропускную способность. ЛЭП с промежуточными отборами имеют определенные преимущества в отношении обеспечения устой-

чивости, поскольку на промежуточных подстанциях могут устанавливаться СК, обеспечивающие поддержание напряжения в некоторых "опорных" точках вдоль линии и этим улучшающие ее устойчивость.

В нормальном режиме работы энергосистемы при малых возмущениях возникает необходимость проверки статической устойчивости синхронных двигателей, СК и больших групп асинхронных двигателей, которые, имея мощность, соизмеримую с мощностью питающих их генераторов, могут оказаться неустойчивыми, причем эта неустойчивость проявляется в виде специфического явления, называемого лавиной напряжения. В этом случае особое значение имеют специальные мероприятия, например, применение регуляторов возбуждения, устанавливаемых на генераторах, СК и двигателях, или установка СК вблизи места присоединения быстропеременной нагрузки.

Чем больше установленная мощность СК по отношению к мощности системы, тем больший может быть получен эффект сглаживания колебаний напряжения. Чтобы увеличить эту эффективность СК, иногда последовательно с ним целесообразно включать емкость, в той или иной степени компенсирующую его реактивное сопротивление.

Выводы

1. Реальным и технически возможным вариантом обеспечения электроэнергией потребителей всех категорий надежности является снижение потерь электроэнергии на всех стадиях ее производства, и особенно при передаче и потреб-



лении, в частности, за счет качественной и полной компенсации реактивной мощности в энергосистеме.

2. Для ОЭС Украины актуальным и экономически выгодным является использование генераторного оборудования электростанций, выводящихся из эксплуатации, в качестве синхронных компенсаторов.

3. Описанные в статье векторные диаграммы могут служить основой для оптимизации алгоритмов управления работой СК в режимах глубокого потребления реактивной мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузьмин В.В., Шевченко В.В. Об эффективности использования турбогенератора в режимах синхронного компенсатора на энергоблоках ТЭС, выводимых из эксплуатации // XLIV НПК науково-педагогічних працівників, науковців, аспірантів та співробітників УПА. ЕНФ, Харків, 2010. – Частина 1.

2. Шевченко В.В. Пути преодоления возможного энергокризиса в энергосистеме Украины // Збірник наукових праць Донецького Інституту залізничного транспорту. – Донецьк – 2012 – № 29, – С. 77–81.

3. Кирисов И.Г., Шевченко В.В. Перспективы использования турбогенераторов в режиме синхронных компенсаторов для энергосистемы Украины // Международный симпозиум "Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика", SIEMA /2012, Харків, НТУ "ХПИ", 2012.

4. Чевычелов В.А. К проблеме регулирования реактивной мощности в сетях ОЭС Украины // Гидроэнергетика Украины. – 2005. – № 1. – С. 29

5. Хуторецкий Г.М., Токов М.И., Толвинский Е.В. Проектирование турбогенераторов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. Отделение, 1987. – 256 с.

6. Шевченко В.В. Пути повышения мощности турбогенераторов при проведении работ по их реабилитации // Системи обробки інформації. Збірник наукових праць Харківського університету повітряних сил. – Харків. – 2012, – Вип. 7 (105), – С. 152–155.

7. Кузьмин В.В., Шпатеко Т.В. Об ошибках, допущенных при постановке проблемы "выбора условно положительных направлений" // Електротехніка і електромеханіка. – 2004. – № 1. – С. 77 – 82.

8. Жерве Г.К. Промышленные испытания электрических машин. – 4-е изд. Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 408 с.

© Кузьмин В.В., Шевченко В.В., 2013

