

Исследование несинхронного включения генераторов в сеть

Приведены математическая модель и результаты исследования несинхронного включения синхронного генератора в сеть. Даны рекомендации, которые необходимо соблюдать при несинхронном включении генератора.

Наведено математичну модель і результати дослідження несинхронного включення синхронного генератора в мережу. Дано рекомендації, які необхідно дотримувати при несинхронному включенні генератора.

Несинхронное включение синхронных генераторов (СГ) в энергосистему сопровождается ударными токами и моментами, которые могут значительно превышать допустимые значения. Кратности этих токов и моментов зависят от угла расфазирования напряжений турбогенератора и сети на момент включения, а также параметров СГ и сети. Ударные токи фаз СГ обычно представляют компонентами периодической и аperiodической составляющих. Поскольку аperiodическая составляющая тока конкретной фазы зависит от момента включения СГ в сеть, ударные токи фаз будут различными. При анализе этого процесса обычно уделяют внимание току той фазы, где он имеет наибольшее значение.

Электромагнитный момент СГ определяется токами всех фаз. Применение несинхронного включения допустимо, если максимальные токи и электромагнитные моменты, возникающие при этом, не превышают токи и моменты при внезапном коротком замыкании на зажимах СГ при напряжении, превышающем на 5% номинальное значение.

Оценку возможности несинхронного включения СГ в сеть необходимо проводить по величине возникающего электромагнитного момента, который представляет для СГ большую опасность. В качестве приближенного показателя оценки возможности проведения несинхронного включения используют и значения токов. Для турбогенераторов (ТГ) допустимыми являются пятикратные токи по сравнению с номинальными [1,2]. Рассмотрим несинхронное включение на примере включения в сеть турбогенератора мощностью 250 МВт.

Математическая модель. Исследование режима несинхронного включения турбогенератора 250 МВт в сеть проведено с использованием программного пакета MATLAB-SIMULINK (приложение Sim Power Systems). Синхронный генератор в программе представлен моделью Synchronous Machine pu Standart, в которой параметры машины приведены в относительных единицах (pu). В качестве

базисных величин в модели турбогенератора приняты: базисный ток — номинальный ток статора ТГ (действующее значение); базисное напряжение — линейное напряжение ТГ (действующее значение); базисная мощность — полная мощность ТГ ($S_B = \sqrt{3} U_N I_N$); базисное сопротивление — отношение фазного напряжения к фазному току $Z_B = U_N / (\sqrt{3} I_N) = U_N^2 / S_B$.

На рис.1 показана SIMULINK-модель схемы включения турбогенератора в сеть. В состав схемы входят: турбогенератор, блочный трансформатор, сеть.

Принятые допущения. Максимум ударных токов и моментов наступает в течение первого периода основной частоты ТГ, т.е. в течение 20 мс с момента его включения в сеть. Постоянные времени системы возбуждения ТГ и системы регулирования паровой турбины значительно превышают указанное время, что позволяет представить их нерегулируемыми блоками:

- система возбуждения — нерегулируемый блок с определенным внутренним сопротивлением, определяемым уровнем провала напряжения возбуждения в момент включения ТГ в сеть;

- паровая турбина — нерегулируемый блок с постоянным статическим моментом, величина которого определена потерями ТГ в режиме холостого хода и мощностью собственных нужд (принята равной 0,5% P_N). Моделированием установлено, что эта величина практически не влияет на ход переходного процесса.

Вал турбоагрегата принимается абсолютно жестким, т.е. скручиванием вала при переходных процессах пренебрегаем. На этом основании момент скручивания вала T_m может быть выражен через электромагнитный момент ТГ следующим образом: $T_m = T_e (J_{\text{агр}} - J_{\text{ТГ}}) / J_{\text{агр}}$, где T_e — электромагнитный момент ТГ; $J_{\text{агр}}$ — момент инерции агрегата; $J_{\text{ТГ}}$ — момент инерции турбогенератора.

Исходные данные. Турбогенератор 250 МВт через блочный трансформатор включается из

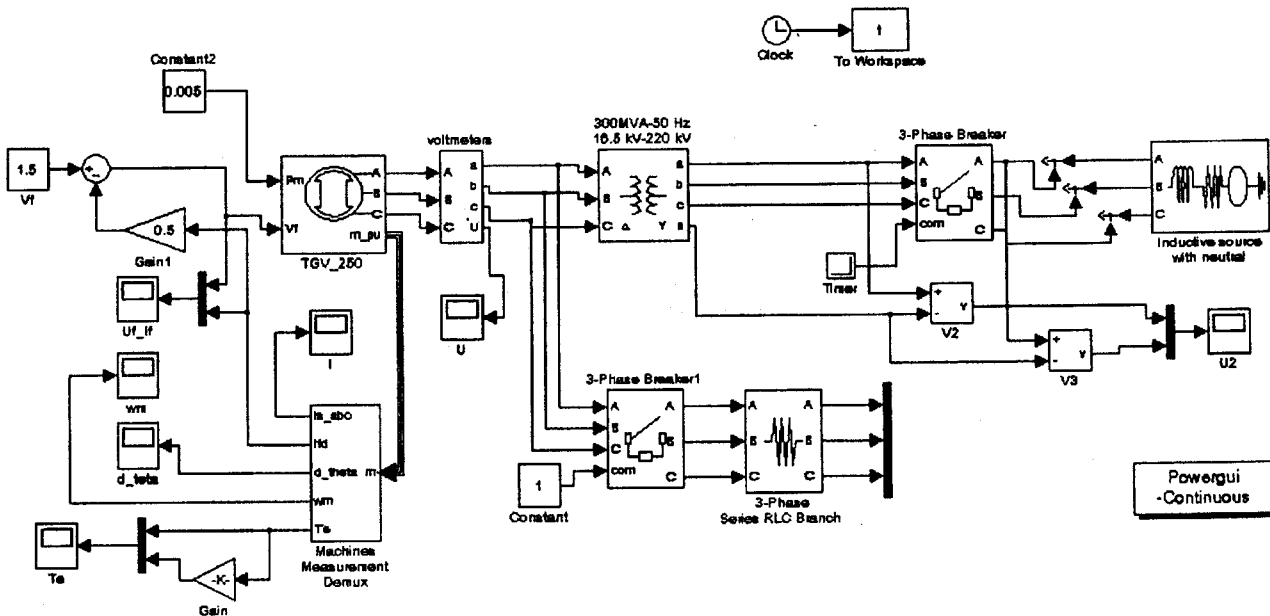


Рис. 1

режима холостого хода в сеть с заданными параметрами: активное сопротивление, (pu) — 0,01; реактивное сопротивление, (pu) — 0,05.

Турбогенератор: номинальное линейное напряжение — 16500 В; номинальный ток — 9992 А; базисная мощность — $285,5 \cdot 10^6$ ВА; базисное сопротивление — 0,953 Ом. Реактивные сопротивления (pu): $x_d = 1,62$; $x_d' = 0,28$; $x_d'' = 0,203$; $x_q = 1,63$; $x_q'' = 0,292$; $x_s = 0,2032$. Активное сопротивление статора при $t = 75^{\circ}$ С (pu) — $R_s = 0,0025$. Постоянные времена (с): $T_{d0}' = 6,1$, $T_{d0}'' = 0,02$, $T_{q0}' = 0,4$.

Инерционная постоянная (относится к ротору турбогенератора и ротору турбины) $T_j = 6,34$ КВт·с/КВ·А. Момент инерции ротора генератора — 5500 кг·м²; момент инерции роторов турбоагрегата — 18350 кг·м².

Блочный трансформатор. Параметры обмоток: первичной (pu) — $R_1 = 10^{-6}$, $x_1 = 0,06$; вторичной (pu) — $R_2 = 10^{-6}$, $x_2 = 0,06$.

Исследования режима несинхронного включения. В момент включения при угле рассогласования напряжений ТГ и сети $\theta = 120^{\circ}$ ударное значение тока статора составляет 8,5 о.е. (рис.2). Токи фаз вызывают бросок электромагнитного момента ТГ. Максимальное значение электромагнитного момента составило 7,0 о.е.. Момент скручивания вала при этом составляет 4,9 о.е. (рис.3).

Согласно данным расчетов напряжение на обмотке возбуждения изменяет знак и в момент включения равно -1,23 о.е.. Ток возбуждения увеличивается до 5 о.е.

Электромагнитный момент турбогенератора T_e в первоначальный момент вызывает торможение агрегата и его частота вращения снижается.

В течение первого периода переходного процесса частота вращения турбоагрегата снизилась на 4%. Как показывают расчеты это снижение час-

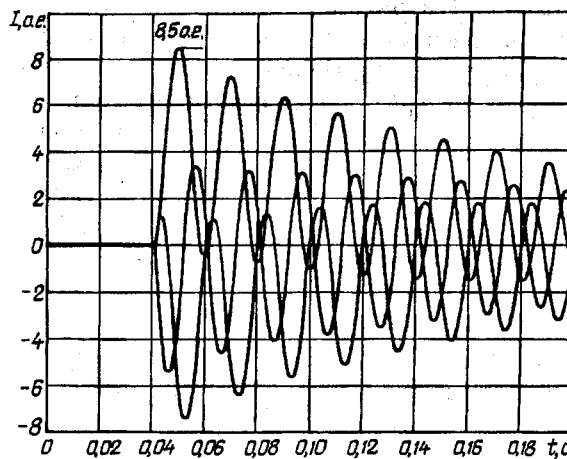


Рис. 2

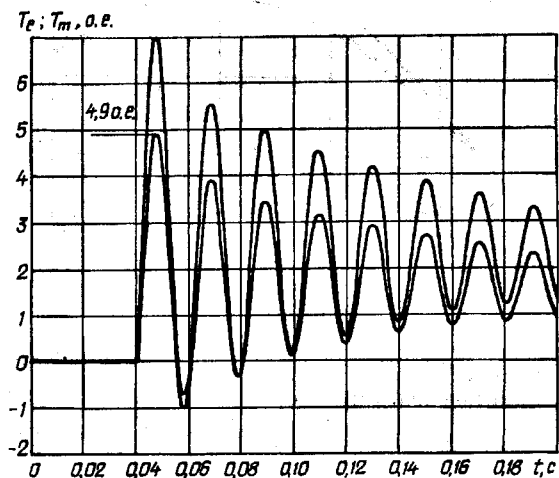


Рис. 3

тоты вращения ТГ практически не влияет на максимальные значения токов и моментов. В то же время, скорость изменения частоты вращения

определяет момент скручивания вала, т.к. зависит от его производной.

Полученные результаты могут быть использованы для оценки устойчивости работы ТГ при его несинхронном включении в сеть.

Для оценки влияния угла рассогласования напряжений ТГ и сети при несинхронном включении ТГ выполнены расчеты электромагнитного момента и тока при принятых ранее параметрах сети, но при других углах рассогласования (на рис.4 показаны сплошными линиями).

Расчеты показывают, что максимальный электромагнитный момент T_e , а также момент скручивания вала T_m имеет место при угле рассогласования 120° . Однако максимальный ток включения будет при угле рассогласования 180° и при заданных параметрах ТГ составляет 10 о.е. Такие токи могут влиять на механическую прочность лобовых частей обмотки статора турбогенератора.

Путем моделирования проведена оценка влияния параметров сети на указанные токи и моменты. На рис. 4 пунктирными линиями показаны результаты расчетов I_m и T_e , когда параметры сети увеличены и имеют удвоенное значение: активное сопротивление, (pu) — 0,02; реактивное сопротивление, (pu) — 0,1. Остальные параметры режима сохранены без изменения. Расчеты показывают, что при увеличенных параметрах сети и угле рассогласования 120° токи и моменты снизились и имеют следующие значения: максимальный электромагнитный момент — 6 о.е.; ток — 7,5 о.е., максимальный ток — 8,7 о.е.

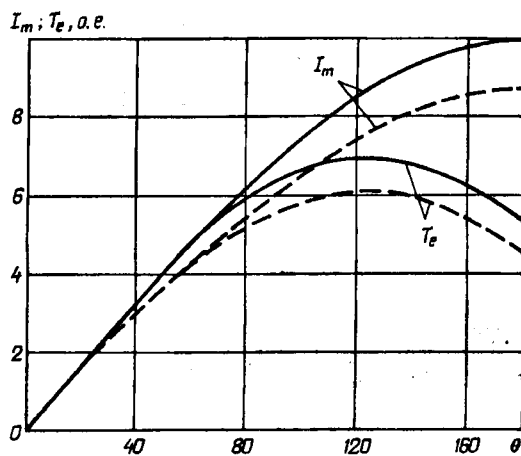


Рис. 4

Безопасное включение ТГ в сеть будет при повышенных реактансах сети. С этой целью выполнен расчет переходного процесса включения ТГ при $x_C = 0,32$ о.е., т.е. при условии $x_C/x_d'' = 1,6$ [1, 2]. Ударное значение тока составляет 5 о.е., момент скручивания вала ТГ — 2,75 о.е., что меньше максимально допустимого 4,2 о.е. и подтверждает безопасность включения ТГ. Это значение получено при наиболее неблагоприятном угле рассогласования 120° . При других углах рассогласования

величина момента будет меньше.

Необходимо отметить, что при трехфазном коротком замыкании: максимальное значение электромагнитного момента — $T_e = 4,7$ о.е.; максимальное значение скручивающего момента — $T_m = 3,3$ о.е.; максимальное значение ударного тока КЗ $I_m = 8,8$ о.е. Заводами изготовителями турбогенераторов мощностью 250 МВт максимальная величина крутящего момента на валу регламентируется на уровне 4,2 о.е.

Адекватность математической модели реальным электромагнитным процессам в турбогенераторе 250 МВт подтверждает следующее:

— значение ударного тока при трехфазном коротком замыкании на зажимах турбогенератора практически совпадает с рассчитанным значением по классическим формулам;

— максимальное значение электромагнитного момента при несинхронном включении наблюдается при угле рассогласования напряжений турбогенератора и сети $\theta = 120^\circ$.

Выводы. Диапазон углов рассогласования между напряжениями генератора и сети, когда возможно несинхронное включение, расширяется с ростом индуктивного сопротивления сети для данного генератора следующим образом: при $x_C = 0,05$ о.е. он составляет $0 \dots 60^\circ$, а при $x_C = 0,1$ о.е. $0 \dots 80^\circ$. В этом случае ток статора не превышает пятикратного значения. Уже при соотношении параметров сети и турбогенератора $x_C/x_d'' = 1,6$ ток и электромагнитный момент являются допустимыми при несинхронном включении.

2. Оценку возможности несинхронного включения ТГ в сеть необходимо проводить по величине возникающего электромагнитного момента, который представляет для ТГ наибольшую опасность и который при углах рассогласования $\theta = 110 \dots 120^\circ$ между напряжениями рассматриваемого генератора и сети превышает момент при трехфазном КЗ в 1,5 раза (расчетным при определении механической прочности является режим КЗ). При этом допустимыми являются пятикратные токи по сравнению с номинальными. При сопротивлении сети $x_C = 0,05$ о.е. и изменении углов рассогласования в диапазоне $\theta = 60 \dots 180^\circ$ токи превышают пятикратные значения (при $\theta = 180^\circ$ в два раза).

Результаты исследования, приведенные в статье, могут быть использованы для оценки возможности несинхронного включения гидрогенераторов.

1. Венков В. А. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. — М. — Л.: Госэнергоиздат. 1958. — 486 с.

2. Хачатуров А. А. Несинхронное включение и ресинхронизация в энергосистемах. — М.: Энергия. 1977. — 176 с.

Надійшла 04.11.08