

Ж.Д. ДАВИДЯН

СОПОСТАВЛЕНИЕ СИНХРОННОГО И АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРОВ ПО УРОВНЮ ПОТЕРЬ В УСЛОВИЯХ МАЛЫХ ГЭС

Показано, что использование асинхронных генераторов вместо синхронных в условиях малых ГЭС приводит к увеличению потерь энергии в блоке турбина – генератор – трансформатор примерно на 30%, стоимость которых за год соизмерима со стоимостью генератора. Использование асинхронных генераторов вместо синхронных в условиях малых ГЭС нецелесообразно.

Ключевые слова: асинхронный генератор, синхронный генератор, потери энергии, малая ГЭС.

В настоящее время в Армении на реках и технических водоводах в большом количестве сооружаются малые ГЭС. В связи с этим перед проектировщиками и предпринимателями встаёт вопрос целесообразного выбора типа генераторов для этих ГЭС – синхронного или асинхронного.

Синхронные генераторы с системой автоматического регулирования возбуждения являются классическими источниками электроэнергии переменного тока. При параллельной работе с сетью они обладают рядом достоинств – возможностью работы в активном режиме при коэффициенте мощности, равном единице (для малых ГЭС этот режим наиболее благоприятен), либо в активно-компенсаторном режиме при опережающем коэффициенте мощности и регулировании напряжения в узлах системы, высокой перегрузочной способностью, форсировкой тока короткого замыкания и др. Синхронные генераторы мощностью выше 100...200 кВт не выпускаются в Армении. Вследствие этого генераторы больших мощностей (порядка 500...1000 кВт) экспортируются из России или европейских стран по сравнительно высоким ценам.

На ГЭС могут быть использованы асинхронные генераторы. Для этого, как известно, асинхронный двигатель, будучи подсоединённым к сети, приводится во вращение со скоростью выше синхронной. При этом асинхронная машина генерирует активную мощность, но потребляет реактивный отстающий ток для возбуждения машины от сети, работая всегда при отстающем коэффициенте мощности. При номинальной активной мощности скольжение имеет номинальную величину (порядка 3 %), но обратного знака относительно двигательного режима. Асинхронная машина по сравнению с явнополюсной синхронной имеет более простую конструкцию, а именно – цилиндрический короткозамкнутый ротор со стержневой обмоткой, отсутствует система возбуждения и устройства передачи тока возбуждения в ротор (контактные кольца или бесконтактные возбудители). Однако вследствие изложенных особенностей асинхронные генераторы имеют повышенные потери энергии. Кроме того, они не обладают упомянутыми достоинствами синхронных генераторов.

Асинхронные двигатели требуемых наиболее распространённых мощностей (500...1000 *кВт*) выпускаются в больших количествах в России и в других странах. Учитывая относительную простоту конструкции, массовость производства, а также исходное функциональное назначение (двигатель, а не генератор), цена асинхронного двигателя в несколько раз ниже по сравнению с ценой синхронного генератора. Кроме того, в Армении имеется достаточно большое количество короткозамкнутых асинхронных двигателей указанных мощностей, которые могут быть использованы в качестве генераторов на ГЭС.

С учётом вышеизложенного выдвигается вопрос альтернативности выбора типа генератора. Важными условиями, которые необходимо учесть при выборе типа генератора для малой ГЭС, являются величина и стоимость потерь энергии при использовании синхронного или асинхронного генератора.

Синхронный генератор в режиме параллельной работы с сетью в условиях малой ГЭС, с целью минимизации потерь в генераторе, трансформаторе и сети, должен использоваться в режиме чисто активной нагрузки при коэффициенте мощности, равном единице. Назовём этот режим «активным», в отличие от «активно-индуктивного», для которого даются номинальные каталожные данные машины.

Асинхронный генератор всегда работает в «активно-индуктивном» режиме при отстающем коэффициенте мощности. По сравнению с синхронным генератором, работающим в «активном» режиме, в асинхронном генераторе увеличиваются потери в машине и сетевом трансформаторе от протекающего реактивного тока, а также механические потери в машине и турбине вследствие повышения скорости на величину скольжения.

В работе приводится сопоставительный количественный анализ величин потерь энергии энергоагрегата (блока «турбина – генератор – трансформатор») при использовании синхронного или асинхронного генератора. Расчёт выполняется для условного агрегата мощностью 500 *кВт* со скоростью вращения 1000 *об/мин*. Эти параметры агрегата наиболее востребованы для малых ГЭС Армении. Результаты расчёта приведены в таблице.

Энергоагрегат с синхронным генератором

Генератор

В качестве генератора рассматривается синхронный генератор типа СГ2-500-6УЗ (ГАЕИ.528354.003/0506 РЭ) производства ОАО «Сафоновский электромашиностроительный завод» (Россия). Номинальные параметры генератора следующие: мощность 500 *кВт*, скорость вращения 1000 *об/мин*, напряжение 400 В, частота 50 Гц, коэффициент мощности 0,8, коэффициент полезного действия 95 %.

Расчёт выполняется для «активного» режима при следующих параметрах: мощность 500 *кВт*, скорость вращения 1000 *об/мин*, коэффициент мощности 1,0.

Исходя из заданной величины КПД, определены потери генератора в номинальном режиме. Распределение потерь по своим составляющим при номинальной мощности принято на основании расчёта [1] и приведено в таблице с некоторым округлением (см. табл., столбцы 2,3).

Потери в обмотке статора пропорциональны квадрату тока. В «активном» режиме они уменьшаются относительно потерь «номинального» режима вследствие уменьшения тока статора (за счёт исключения реактивной составляющей) и составляют

$$P_{cm(A)} = P_{cm(N)} (I \cos \varphi_{(N)} / I)^2 = 10,5 (0,8)^2 = 6,7 \text{ кВт},$$

где $P_{cm(N)}$ – потери в обмотке статора в «номинальном» режиме; I – ток статора в «номинальном» режиме; $\cos \varphi_{(N)}$ – коэффициент мощности в «номинальном» режиме.

Прочие потери остаются без изменения.

Таблица

Потери энергии в энергоагрегате

Тип машины	Синхронный генератор			Асинхронная машина		
Режим	генератор			двигатель	генератор	
Мощность активная	500 кВт		500 кВт	500 кВт	500 кВт	
Скорость вращения	1000 об/мин		1000 об/м	966 об/мин	1036 об/м	
Кэфф. мощности	$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,8$	
Потери	%	кВт	кВт	%	кВт	кВт
1	2	3	4	5	6	7
Электромашина						
Механические	10	2,6	2,6	10	2,3	2,9
В стали статора	20	5,3	5,3	20	8,0	8,0
В обмотке статора*	40	10,5	6,7	40	15,5	15,5
В обмотке ротора	30	7,9	7,9	30	11,8	11,8
Суммарные	100	26,3	22,5	100	37,6	38,2
Гидротурбина						
Механические		58,5	58,0			66,5
Трансформатор						
В стали		1,7	1,7			1,7
В обмотках		7,6	4,9			7,6
Суммарные		9,3	6,6			9,3
Блок: генератор – турбина – трансформатор						
КПД блока			87,1			114,0
			85,2 %			81,4 %

* В потерях в обмотке статора учтены также дополнительные потери.

Гидротурбина

КПД гидротурбины принимается 90 %.

Потери в турбине в «активном» режиме генератора составляют

$$\Delta P_T = P_T (1 - \eta) / \eta = (P_{Гс} + \Delta P_{Гс}) (1 - \eta) / \eta = (500 + 22,5) (1 - 0,9) / 0,9 = 58,0 \text{ кВт},$$

где P_T – мощность на валу турбины; $P_{Гс}$ – мощность генератора активная; $\Delta P_{Гс}$ – потери в генераторе в «активном» режиме; $\eta = 0,9$ – КПД турбины.

Трансформатор

Рассматривается трансформатор типа ТМ–630/10 [2]. Номинальные параметры трансформатора следующие: мощность полная 630 кВА, напряжение 10 кВ, коэффициент мощности 0,8, коэффициент полезного действия 98 %, потери холостого хода (потери в стали) 1,68 кВт, потери короткого замыкания (потери в обмотках) 7,6 кВт.

В «активном» режиме при мощности 500 кВт потери в обмотках уменьшаются относительно потерь «номинального» режима вследствие уменьшения тока генератора (за счёт исключения реактивной составляющей) и составляют

$$P_{Тм(A)} = P_{см(N)} (I \cos \varphi_{(N)} / I)^2 = 7,6 (0,8)^2 = 4,9 \text{ кВт},$$

где $P_{см(N)}$ – потери в обмотках в «номинальном» режиме; I – ток статора в «номинальном» режиме; $\cos \varphi_{(N)}$ – коэффициент мощности в «номинальном» режиме.

Потери в стали остаются без изменения.

Суммарные потери энергии энергоагрегата (блока «турбина – генератор – трансформатор») составляют $\Delta P_c = 87,1 \text{ кВт}$. КПД энергоагрегата 85,2 %.

Энергоагрегат с асинхронным генератором

Генератор

В качестве генератора рассматривается асинхронный двигатель типа А-13-37-6 [2], работающий в генераторном режиме. Номинальные параметры двигателя следующие: мощность 500 кВт, скорость вращения синхронная 1000 об/мин, напряжение 400 В, частота 50 Гц, коэффициент мощности 0,88, коэффициент полезного действия 93 %.

Скорость вращения ротора

$$n = n_1 / (1 + s),$$

где n_1 – синхронная скорость вращения поля; s – скольжение ротора.

Принимая скольжение ротора при номинальной мощности в двигательном режиме 3,5 % [2, т.1, с. 420], в генераторном режиме соответственно минус 3,5 %, скорость вращения ротора в двигательном номинальном режиме составляет 966 об/мин, а в генераторном номинальном режиме – 1036 об/мин.

Распределение потерь по своим составляющим в номинальном двигательном режиме в процентном выражении (столбец 5 таблицы) принято таким же, как и для синхронного генератора, которое приведено в столбце 2. Расчёт потерь, выполненный для двигателя близких параметров [1, с.477], примерно подтверждает указанное распределение потерь по составляющим.

Механические потери асинхронной машины при скорости 1000 об/мин принимаются такими же, как и для синхронного генератора при скорости 1000 об/мин – 2,6 кВт. Механические потери пропорциональны кубической степени от скорости вращения. Соответственно, механические потери асинхронной машины:

в двигательном номинальном режиме при скорости 966 об/мин:

$$P_{\text{мх}}(\text{АД}) = P_{\text{мх}}(\text{СГ}) (n_{\text{АД}}/n_{\text{СГ}})^3 = 2,6 (966/1000)^3 = 2,3 \text{ кВт},$$

в генераторном номинальном режиме при скорости 1036 об/мин:

$$P_{\text{мх}}(\text{АГ}) = P_{\text{мх}}(\text{СГ}) (n_{\text{АГ}}/n_{\text{СГ}})^3 = 2,6 (1036/1000)^3 = 2,9 \text{ кВт},$$

где $P_{\text{мх}}(\text{СГ})$ – механические потери синхронного генератора при скорости вращения 1000 об/мин; $n_{\text{АД}}$ – скорость вращения асинхронного двигателя; $n_{\text{АГ}}$ – скорость вращения асинхронного генератора; $n_{\text{СГ}}$ – скорость вращения синхронного генератора.

При заданном КПД 93 % суммарные потери составляют 37,6 кВт. Для двигательного номинального режима прочие потери (за вычетом механических потерь) распределены согласно принятому процентному распределению и приведены в столбце 6 таблицы. Они соответствуют также генераторному режиму асинхронной машины и приведены в столбце 7 таблицы.

Гидротурбина

Потери в турбине при использовании асинхронного генератора увеличиваются по сравнению с вариантом использования синхронного генератора. Это происходит вследствие увеличения мощности на валу за счёт увеличения потерь в генераторе и вследствие увеличения скорости турбины из-за скольжения асинхронного генератора. Механические потери в турбине пропорциональны кубической степени от скорости вращения.

Потери в турбине в «номинальном» режиме генератора составляют

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{T}} &= P_{\text{T}} (n_{\text{А}}/n_{\text{С}})^3 (1 - \eta) / \eta = (P_{\text{ГА}} + \Delta P_{\text{ГА}}) (n_{\text{АГ}}/n_{\text{СГ}})^3 (1 - \eta) / \eta = \\ &= (500 + 38,2) (1036/1000)^3 (1 - 0,9) / 0,9 = 66,5 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

где P_{T} – мощность на валу турбины; $P_{\text{ГА}}$ – мощность генератора активная; $\Delta P_{\text{ГА}}$ – потери в асинхронной машине в «номинальном» генераторном режиме; $n_{\text{АГ}}$ – скорость вращения асинхронного генератора; $n_{\text{С}}$ – скорость вращения турбины, соответствующая синхронной скорости синхронного генератора; $\eta = 0,9$ – КПД турбины.

Трансформатор

Принимается трансформатор того же типа, что и в случае синхронного генератора, с теми же значениями потерь. Учитывая, что в случае асинхронного генератора в цепи «генератор – трансформатор» протекает полный номинальный ток с коэффициентом мощности 0,8, потери в трансформаторе равны потерям номинального режима (столбец 7 таблицы).

Суммарные потери энергии энергоагрегата (блока «турбина – генератор – трансформатор») составляют $\Delta P_{\text{А}} = 114,0 \text{ кВт}$. КПД энергоагрегата 81,4 %.

Увеличение потерь мощности при использовании асинхронного генератора вместо синхронного составляет

$$\Delta P = \Delta P_{\text{А}} - \Delta P_{\text{С}} = 114,0 - 87,1 = 26,9 \text{ кВт}.$$

Увеличение потерь энергии при использовании асинхронного генератора вместо синхронного в течение года составляет

$$\Delta W = \Delta P \cdot T = 26,9 \text{ кВт} \cdot 8760 \text{ час} = 235644 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость потерянной энергии за 1 год составляет:

при цене реализации электроэнергии 25 драм / кВт.ч.

$$C_1 = 235644 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \cdot 25 \text{ драм} / \text{кВт} \cdot \text{ч} = 5891000 \text{ драм} (19003 \text{ долл. США});$$

при цене электроэнергии, приобретаемой электросетью от малых ГЭС, установленной решением Комиссии по регулированию общественных услуг РА, – 0,045 долл. США / кВт.ч (14 драм / кВт.ч):

$$C_2 = 235644 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \cdot 14 \text{ драм} / \text{кВт} \cdot \text{ч} = 3299000 \text{ драм} (10642 \$).$$

Примечание. Обменный курс доллара относительно драма по состоянию на февраль 2008 г. – 310 драм / долл.

Цены рассматриваемых электрических машин производства РФ, принимая сугубо условно удельные цены – синхронного генератора 50 долл./кВт, асинхронного двигателя 15 долл./кВт при номинальной мощности машины 500 кВт, составляют:

синхронного генератора – $C_{\text{СГ}} = 500 \text{ кВт} \cdot 50 \text{ долл./кВт} = 25000 \text{ долл.}$;

асинхронного двигателя – $C_{\text{АД}} = 500 \text{ кВт} \cdot 15 \text{ долл./кВт} = 7500 \text{ долл.}$

При использовании асинхронного генератора вместо синхронного стоимость потерянной энергии за 1 год, как следует из приведённого расчёта, соизмерима со стоимостью генератора.

Первоначальный выигрыш в цене асинхронного двигателя относительно синхронного генератора компенсируется за счёт увеличенных потерь асинхронной машины в следующие сроки:

при цене электроэнергии 25 драм / кВт.ч:

$$T_1 = (C_{\text{СГ}} - C_{\text{АД}}) / C_1 = (25000 \text{ долл.} - 7500 \text{ долл.}) / 19003 \text{ долл.} = \\ = 0,92 \text{ года (11 месяцев)};$$

при цене электроэнергии 14 драм / кВт.ч:

$$T_2 = (C_{\text{СГ}} - C_{\text{АД}}) / C_2 = (25000 \text{ долл.} - 7500 \text{ долл.}) / 10642 \text{ долл.} = \\ = 1,64 \text{ года (20 месяцев)}.$$

По прошествии указанных сроков ежегодный ущерб от использования асинхронного генератора составит примерно 76 % (43 %) от стоимости синхронного генератора.

Вывод. Использование асинхронных генераторов вместо синхронных в условиях малых ГЭС нецелесообразно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Сергеев П.С., Виноградов Н.В., Горяинов Ф.А.** Проектирование электрических машин. – М.: Энергия, 1969. – 632 с.
2. Электротехнический справочник / Под ред. **П.Г. Грудинского** и др. – Т.1. – М.: Энергия, 1974. – 775 с.

ГИУА. Материал поступил в редакцию 21.02.2008.

Ժ.Դ. ԴԱՎԻԴՅԱՆ

ՍԻՆԹՐՈՆ ԵՎ ԱՍԻՆԹՐՈՆ ԳԵՆԵՐԱՏՈՐՆԵՐԻ ՀԱՄԵՄԱՏՈՒԹՅՈՒՆՆ ԸՍՏ ԿՈՐՈՒՍՏՆԵՐԻ ՓՈՔԸ ՀԷԿ-ԵՐԻ ՊԱՅՄԱՆՆԵՐՈՒՄ

Հիմնավորվում է, որ սինքրոն գեներատորների փոխարեն ասինքրոն գեներատորների կիրառումը չեն փոքր ՀԷԿ-երի պայմաններում հանգեցնում է □տուրբին - գեներատոր – տրանսֆորմատոր□ բլոկում կորուստների մեծացմանը շուրջ 30 %-ով, որոնց տարեկան արժեքը համաչափ է գեներատորի արժեքին: Ասինքրոն գեներատորների օգտագործումը սինքրոն գեներատորների փոխարեն փոքր ՀԷԿ-երի պայմաններում նպատակահարմար չէ:

Առանցքային բաներ. ասինքրոն գեներատոր, սինքրոն գեներատոր, էներգիայի կորուստներ, փոքր ՀԷԿ:

J.D. DAVIDYAN

COMPARISON OF SYNCHRONOUS AND ASYNCHRONOUS GENERATORS ON THE LEVEL OF LOSSES IN CONDITIONS OF SMALL HYDROELECTRIC POWER PLANTS

It is shown that the use of asynchronous generators instead of synchronous in conditions of small HPP leads to increase of losses of energy in the block the turbine - the generator - the transformer approximately on 30 % the cost of which during a year is commensurable with the cost of the generator. The use of asynchronous generators instead of synchronous in conditions of small HPP is inexpedient.

Keywords: asynchronous generator, synchronous generator, losses of energy, small HPP.